

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL**

CAMILA GUIMARÃES ROCHA
matrícula nº: 099260702

ORIENTADOR: Prof.^a Nivalde J. de Castro

MARÇO 2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**TARIFAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL**

CAMILA GUIMARÃES ROCHA
matrícula nº:

ORIENTADOR: Prof. Nivalde J. de Castro

MARÇO 2010

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade da autora.

Dedico este trabalho à Cristina, minha mãe, sem a qual não teria chegado até aqui.

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar à minha família. Em especial, à minha mãe que sempre foi e será minha guia mestre; que sempre fez o possível e o impossível para pudesse ter acesso as melhores oportunidades de ensino e que, incondicionalmente, sempre me incentivou e acreditou no meu potencial.

Ao meu orientador, que me guiou pelos caminhos da energia elétrica e, sem o qual, essa monografia não seria possível. Obrigada pela oportunidade de trabalho no GESEL que foi onde adquiri grande parte do conhecimento necessário para a realização deste trabalho.

Aos queridos amigos que me inspiram e que fazem da minha vida mais divertida. Agradeço, particularmente, à Iraci Matos pelo incentivo e por me ajudar a manter a calma durante o processo de elaboração do texto.

Por último, mas não menos importante, a Deus por ter me dado a oportunidade de ter uma boa formação à qual espero fazer jus.

RESUMO

Este trabalho faz um estudo do processo de formação das tarifas de energia elétrica no Brasil. Nesse sentido, aborda os aspectos conceituais e metodológicos das tarifas vinculadas aos consumidores finais de energia elétrica, com o detalhamento dos seus componentes e das formas de aplicação dos reajustes e revisões previstos contratualmente. São apresentadas as abordagens teóricas relacionadas à regulação de monopólios naturais, a fim de fornecer elementos para a discussão da definição do detalhamento regulatório do setor. De modo claro, apresenta-se a evolução das tarifas ao longo dos anos. Conclui-se que os valores elevados das tarifas devem-se, em grande parte, ao peso relevante dos encargos e tributos.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	7
CAPÍTULO I – BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO	9
I.1 – A IMPORTÂNCIA DO SETOR ELÉTRICO.....	9
I.2 – EVOLUÇÃO RECENTE DO SETOR ELÉTRICO	10
CAPÍTULO II – FORMAÇÃO DE PREÇOS E REGULAÇÃO TARIFÁRIA	13
II.1 – MONOPÓLIO NATURAL E ANÁLISE DE BEM-ESTAR.....	13
II.2 – A NECESSIDADE DA REGULAÇÃO	15
II.3 – FORMAS DE REGULAÇÃO DE PREÇOS.....	15
II.3.1 – <i>Tarificação a Custo de Serviço ou Taxa de Retorno</i>	16
II.3.2 – <i>Tarificação a Custo Marginal e Second Best</i>	17
II.3.3 – <i>Regime Price Cap</i>	18
II.4 – HISTÓRICO DA REGULAÇÃO TARIFÁRIA.....	20
CAPÍTULO III – ANATOMIA DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	26
III.1 – CONCEITOS BÁSICOS	26
III.2 – COMPOSIÇÃO DA TARIFAS	31
III.2.1 – <i>Custos Não-Gerenciáveis - Parcela A</i>	32
III.2.2- <i>Custos Gerenciáveis - Parcela B</i>	39
CAPÍTULO IV – MECANISMOS DE ATUALIZAÇÃO TARIFÁRIA	40
IV.1 – REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL	41
IV.2 – REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA	43
IV.3 – REVISÃO EXTRAORDINÁRIA	47
IV.4 – EVOLUÇÃO RECENTE DAS TARIFAS	47
IV.4.1 – <i>O Peso dos Encargos e Tributos</i>	53
CONCLUSÃO	56
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	58

INTRODUÇÃO

O regulador deve usar o conhecimento técnico e o bom senso para equilibrar os interesses de curto prazo (modicidade tarifária e qualidade do serviço) com os de longo prazo (continuidade e confiabilidade do serviço) dos consumidores, respeitadas as restrições impostas pelo marco legal e pelos contratos. Os interesses de longo prazo confundem-se com a necessidade de propiciar um ambiente para que as concessionárias eficientes possam trabalhar com tranquilidade e obter justa remuneração pelos investimentos.

As tarifas de energia elétrica aplicadas aos consumidores finais refletem a estrutura de todos os custos incorridos ao longo da cadeia produtiva da indústria de energia elétrica: geração, transmissão e distribuição.

Neste sentido, do ponto de vista contratual o valor final da tarifa, pago às empresas distribuidoras, tem que ser suficiente para preservar o princípio da modicidade tarifária e assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da empresa concessionária prestadora de serviço. A receita obtida deve ser estabelecida de modo a cobrir os custos de operação e manutenção; remunerar o capital prudentemente investido com vista a manter a continuidade do serviço prestado com a qualidade e quantidade necessária; e para pagar os encargos e tributos.

Por ser necessário preservar o preceito legal de equilíbrio econômico-financeiro definido pelo marco regulatório, os contratos de concessão das distribuidoras prevêm três possibilidades de atualização tarifária: reajuste anual, revisão tarifária periódica e revisão extraordinária.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é apresentar todos os componentes das tarifas de energia elétrica e demonstrar sua evolução ao longo dos anos evidenciando o elevado peso dos encargos e tributos, estando dividido em quatro capítulos.

No capítulo 1, serão feitas algumas considerações sobre a importância do setor elétrico passando por um breve histórico das recentes reformas pelas quais passou até a configuração do novo modelo.

No capítulo 2, é evidenciada a estrutura monopolista do setor elétrico justificando a necessidade de regulação do setor. Em seguida apresentam-se os principais mecanismos de regulação de preço. Novamente é apresentado um histórico do setor, desta vez destacando-se os modelos de regulação tarifária adotados no Brasil.

O capítulo seguinte detalha a estrutura tarifária assim como os componentes da receita requerida das distribuidoras que se subdividem em Parcela A, que representa os custos não-gerenciáveis e Parcela B, os custos gerenciáveis.

No último capítulo são discutidos os três mecanismos de atualização tarifária: o reajuste tarifário anual, a revisão tarifária periódica e a revisão extraordinária. Após, são apresentados os resultados da aplicação desses mecanismos na evolução das tarifas ressaltando o impacto dos encargos e tributos.

Por fim é apresentada uma conclusão.

CAPÍTULO I – BREVE HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO

1.1 – A Importância do Setor Elétrico

O setor elétrico é de extrema importância para qualquer economia visto que serve de suporte para o crescimento e para a competitividade industrial. O abastecimento de energia precisa ser contínuo, de modo a garantir o bom funcionamento de todos os setores.

Para que esse objetivo seja cumprido, é essencial que se tenha uma base institucional sólida, que incentive o investimento em nova capacidade. Além disso, a maneira pela qual o setor elétrico se articula para prover os serviços de geração, transmissão e distribuição são extremamente relevantes, pois é este desenho institucional que garante a estabilidade do setor.

Segundo Pinto Jr.¹, “a importância da oferta e da demanda de energia para o desempenho econômico é um resultado das múltiplas interações entre as diferentes dimensões econômicas que envolvem o setor energético”. São destacados cinco aspectos.

No campo macro são listados os seguintes fatores: (i) elasticidade-renda da demanda de energia, com impacto sobre o crescimento econômico, como indicador para o planejamento da oferta e para segurança do abastecimento energético; (ii) programas de investimentos das empresas energéticas e sua relevância na formação bruta de capital fixo; (iii) o equilíbrio da balança comercial e as variações dos preços internacionais de energia; (iv) efeitos dos preços de energia sobre as taxas de inflação; e (v) peso considerável na arrecadação fiscal.

O aspecto micro refere-se às funções custo e aos critérios de formação dos preços. As condições de monopólio do transporte e da distribuição de energia impõem a necessidade de regulação tarifária. Assim, torna-se essencial a análise das diferentes estruturas de mercado e das formas de organização industrial.

O fator tecnológico refere-se aos processos de inovações tecnológicas e às técnicas e equipamentos de produção e utilização de diferentes fontes de energia. Os programas de

¹ Pinto Jr. (2007, p.173).

eficiência energética também dependem de políticas de pesquisa e desenvolvimento em tecnologias mais eficientes.

O campo da política internacional, que dada as diferentes matrizes energéticas de cada país, envolve uma série de complexas e intrincadas relações comerciais e geopolíticas.

Por último a dimensão ambiental, com as restrições às fontes de energia mais poluentes e os incentivos dados às tecnologias mais limpas têm consequências diretas sobre os custos de produção e sobre os preços de energia e influenciam as escolhas tecnológicas feitas pelas empresas.

1.2 – Evolução Recente do Setor Elétrico

Como parte do processo de política macroeconômica do país, nas décadas de 60 e 70, houve um grande foco de atuação do Estado nos investimentos voltados para as áreas de infraestrutura. No final da década de 70 já podia ser observado um esgotamento desse modelo, diante da escassez de recursos, das crises de petróleo e da maior necessidade de controle do déficit orçamentário.

Na década de 80, esse cenário se agravou, havendo redução do fluxo de capitais, crise fiscal e as consequências do dimensionamento do Estado como reflexo do modelo adotado. Segundo dados do Instituto de Pesquisa Econômica e Aplicada (IPEA) ², a capacidade de geração do país entre os anos de 1981 e 1993 expandiu-se a uma taxa de 4,1 % ao ano, sendo suplantada pela taxa de crescimento da demanda, que foi da ordem de 5,4% ao ano.

Por outro lado, nesse mesmo período, o país atravessou uma fase de mudanças políticas importantes, que incluem o processo de retorno a um regime democrático e a promulgação da Constituição de 1988, que se fundamenta na liberdade da atividade econômica, ficando sob incumbência do Estado as funções de agente normativo e regulador. Especificamente com relação ao setor elétrico, determina-se o caráter de serviço público, porém passível de exploração pela iniciativa privada por meio do mecanismo de concessão.

² www.ipea.gov.br. Acesso em 30 de março de 2010.

Na década de 90, o setor elétrico passou por uma primeira grande reforma que compreendeu os seguintes pontos básicos: (i) privatização; (ii) introdução de processo competitivo para a compra e venda de energia; (iii) processo de desverticalização separando contabilmente as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia; (iv) criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE); (v) criação do Operador Nacional do Sistema (ONS); (vi) estabelecimento do planejamento em nível estratégico pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e continuação do planejamento a nível tático passando sua coordenação da Eletrobrás para o Ministério de Minas e Energia (MME)³; e (vii) criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da (Agência Nacional do Petróleo) retirando as funções de regulação do MME.

Esse modelo, que em sua essência introduziu os conceitos de competição no setor elétrico, apresentou evoluções em relação ao modelo anteriormente vigente, puramente estatizante e centralizador. No entanto, nessa fase podem ser destacados dois fatores cujas consequências ainda refletem na atual situação do setor elétrico: (i) as privatizações foram iniciadas antes da instituição de um marco regulatório para o setor; e (ii) as privatizações começaram pela área de distribuição, o que não estimula a competição, visto se tratar de uma atividade sob a égide de monopólio natural.

Ainda na década de 90 tem-se o fim, por meio da Lei nº 8.631/1993, da política de remuneração garantida, com reflexos negativos para a área, visto que, independentemente da estrutura de custos apresentada, havia garantia de retorno do investimento através de uma política de subsídios. Adicionalmente, há de se destacar a influência da política nos mecanismos tarifários como meio de controle de inflação.

Com o crescimento econômico apresentado no país a partir da adoção do plano real aliado ao processo de privatização, é observada uma retomada de investimentos no setor, graças à implementação de mecanismos de gestão e um crescente endividamento das empresas para fazer face aos investimentos requeridos, sendo a dívida basicamente em moeda estrangeira. Em 1999, o governo altera a política cambial e institui o regime de câmbio flutuante, o que traz sérias consequências financeiras para as empresas do setor. Logo em seguida, em 2001, tem início o processo de racionamento de energia que teve como causa a

³ Como evidenciou a crise de racionamento ocorrida anos mais tarde, a política de planejamento prevista na reforma não se concretizou.

falta de planejamento e ausência de investimentos em geração e distribuição de energia, agravada pela redução dos índices pluviométricos.

O período de racionamento reduziu de forma significativa a receita das empresas e alterou os hábitos de consumo dos brasileiros e só, em 2005, se observa o mesmo nível de consumo registrado antes do racionamento. Destaca-se ainda o baixo crescimento econômico apresentado, sobretudo entre 2001 e 2003. Nesse cenário as empresas do setor se viram em uma situação de redução de receita, porém, com a manutenção de custos fixos que não poderiam ser eliminados, causando um enorme desequilíbrio financeiro. A crise de liquidez não encontrava recursos em outras fontes além do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) atuando como grande financiador do setor.

Isso permitiu que, em julho de 2003, fosse publicado o documento Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico com diretrizes básicas do novo modelo cujos pilares são criar um marco regulatório estável, garantir a segurança do abastecimento e promover a modicidade tarifária e a justa remuneração aos investidores.

Entre outros temas, a retomada do planejamento do setor energético, com a criação da Empresa de pesquisa Energética (EPE), a reformulação e funcionamento do antigo MAE, hoje, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o incentivo as fontes alternativas de energia (Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia – PROINFA), mecanismos de leilão para a compra de energia, distinção entre consumidores livres e cativos e energia nova de velha, a universalização do acesso à energia elétrica e o programa do biodiesel são alguns dos marcos desta fase.

O processo culminou com a emissão das Leis nº 10.847 e 10.848/2004 que consolidam a legislação setorial bem como os decretos regulatórios dotando o setor de um marco institucional.

CAPÍTULO II – FORMAÇÃO DE PREÇOS E REGULAÇÃO TARIFÁRIA

II.1 – Monopólio Natural e Análise de Bem-Estar

À luz da teoria microeconômica, o monopólio natural ocorre quando os custos de produção de uma determinada quantidade de produto em uma única firma são menores do que os custos de produção dessa mesma quantidade de produto em duas ou mais firmas. A condição necessária para que isso ocorra é que “haja economias de escala em todo mercado relevante de produção”⁴.

As indústrias de rede são um caso especial de monopólio natural. Elas exploram a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos que estão em diferentes nós da rede. Apresentam três características fundamentais: (i) existência de externalidades de rede, ou seja, o benefício de um usuário depende do número de usuários ligados à rede; (ii) significativas economias de escala⁵; e (iii) poder de mercado significativo para as empresas detentoras da rede⁶.

Esses fatores explicam a caracterização das indústrias de infra-estrutura como indústrias de rede. No caso específico do setor elétrico, algumas especificidades justificam a estrutura monopolista do setor, podemos destacar: (i) a essencialidade do produto; (ii) produto de difícil estocagem; (iii) obrigatoriedade de fornecimento; e (iv) incerteza quanto a rentabilidade dos investimentos.

Dada a estrutura monopolista do setor elétrico é possível avaliar o nível de eficiência desse mercado. Teoricamente, diz-se que há um equilíbrio eficiente de Pareto quando se torna impossível aumentar o bem-estar de um indivíduo sem piorar a situação de qualquer outro. A maximização do bem-estar social é alcançada através da otimização do excedente do consumidor e do produtor.

O excedente do consumidor é medido através da diferença entre o máximo que o consumidor estaria disposto a pagar para adquirir um bem e preço efetivamente pago. Já o

⁴ FIANI, Ronaldo; PINTO JR., Helder Queiroz (2002, p.517)

⁵ No longo prazo, diz-se que há economias de escala quando uma empresa varia seus insumos e os custos crescem menos do que proporcionalmente.

⁶ Para maiores esclarecimentos ver KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia.(2002)

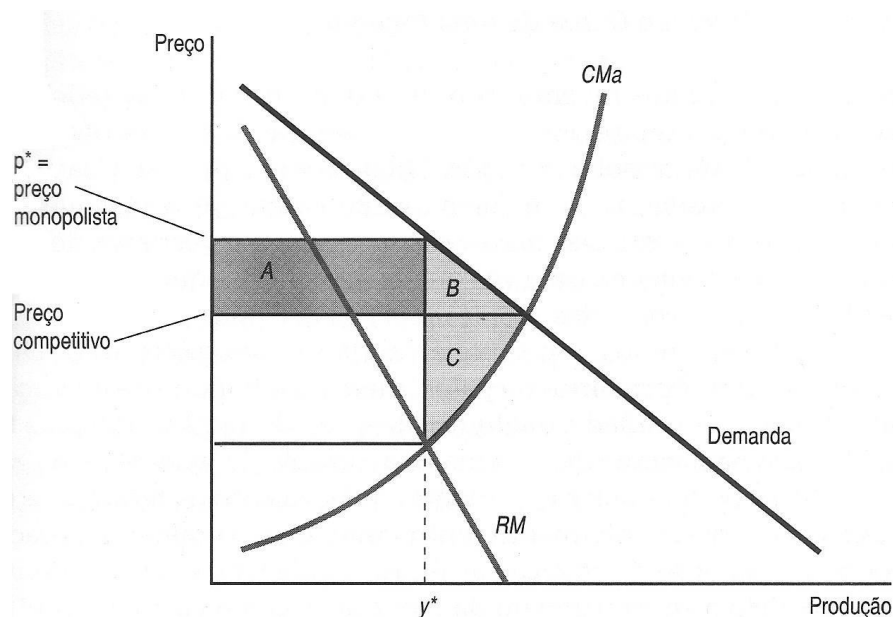
excedente do produtor é medido pela diferença entre o preço recebido e o preço mínimo pelo qual ele estaria disposto a ofertar uma unidade adicional de produto, ou seja, seu custo marginal.

O excedente total consiste na soma do excedente do consumidor e do produtor. A condição que maximiza esse excedente é quando o preço pago pelo consumidor para se adquirir uma unidade a mais de produto se iguala ao custo de produzi-la, isto é, o seu custo marginal.

Em situação de monopólio, a firma opera em um nível de preços superior ao seu custo marginal, representando uma perda de bem-estar. O Gráfico 1 representa as mudanças nos excedentes do produtor e do consumidor resultantes da passagem da produção competitiva para a monopolista.

O excedente do consumidor diminui em A porque agora os consumidores pagam um preço mais elevado (p^*) pelas unidades que compravam anteriormente por um preço menor e diminui em B pela redução na quantidade de produto consumida em razão do maior preço. A área A representa apenas a transferência de excedente do consumidor para o monopolista, não variando o excedente total. A área B+C mede o peso morto do monopólio. Ela mostra o quão pior está a situação dos consumidores que pagam o preço de monopólio ao invés do preço competitivo.

Gráfico 1 – O ônus do monopólio



Fonte: Varian (1999)

A regulação de preço assume importância, uma vez que ela pode interferir na condição de alocação do excedente de maneira a maximizá-lo.

II.2 – A Necessidade da Regulação

“A regulação econômica pode ser definida como uma ação governamental que limita a liberdade de escolha dos agentes econômicos”⁷.

A teoria econômica postula que, em regime de monopólio, os preços devem seguir algum tipo de regulação por parte do Poder Público, a fim de evitar a apropriação de lucros extraordinários por parte da firma monopolista. Desse modo, os princípios básicos da regulação tarifária de indústrias de rede, envolvem um amplo leque de objetivos, dentre os quais cabe destacar: (i) correção das imperfeições do mercado; (ii) incentivo à eficiência; (iii) garantia de qualidade adequada do serviço; e (iv) manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Todos esses princípios estão direta ou indiretamente associados com um dos instrumentos mais importantes de regulação econômica de monopólios: a determinação de práticas tarifárias adequadas.

Para a teoria econômica, isto é explicado pelo fato de que, com este instrumento, o regulador pode controlar a quantidade do excedente social, garantindo à empresa um lucro que lhe possibilite permanecer operando, ao mesmo tempo em que a impeça de se utilizar de seu poder de mercado e cobrar preços abusivos. O órgão regulador pode, portanto, minimizar a perda de bem-estar gerada ao consumidor final.

II.3 – Formas de Regulação de Preços

Dentre as principais regras tarifárias para a indústria elétrica, destaca-se a tarifação a custo de serviço e a custo marginal. A partir dos anos 80 difundiu-se igualmente a regulação dita por incentivos ou *price cap*.

⁷ Fiani, R. e Pinto Jr., H.Q. (2002, p. 515).

II.3.1 – Tarifação a Custo de Serviço ou Taxa de Retorno

A regulação a custo de serviço consiste em fixar uma taxa de remuneração do capital investido considerada “justa” pelo regulador de forma a garantir para a firma regulada uma taxa de retorno adequada ao prosseguimento de suas atividades.

As tarifas são calculadas baseadas nesta taxa, a um nível de consumo previsto. A empresa vai escolher seus insumos e executar suas decisões quanto a outros custos e receitas, de modo que sua taxa de retorno não exceda a taxa estipulada.

Sua fórmula geral é descrita como:

$$\text{Receita} - \text{Despesa} - \text{Depreciação} = s \times \text{base de Capital}$$

Onde:

s é a taxa de retorno especificada em lei pelo órgão regulador;

Base de capital = total de investimentos não depreciados

O preço estipulado pelo regulador não deverá exceder o valor dos custos e da taxa de retorno fixada, por unidade produzida. Este cálculo é bastante complexo, pois, a cada período, a partir dos resultados contábeis, da política de depreciação e da inflação do período, o regulador fixa as tarifas.

De acordo com Pinto Jr.⁸, este tipo de mecanismo tarifário foi fundamental para a expansão acelerada da indústria elétrica no mundo, após a Segunda Guerra Mundial. Para superar as condições de incerteza e assegurar a rentabilidade de investimentos elevados, a regulação pela taxa de retorno oferecia os sinais corretos para a expansão setorial.

Assim, o método de regulação por taxa de retorno, dada a complexidade de sua operação, é um método adequado apenas quando as condições de custos e demanda não variam de forma significativa em períodos relativamente curtos de tempo, isto é, quando custos e demanda são relativamente estáveis. Tal situação persistiu, de uma maneira geral, entre 1945 e 1973, quando o choque do petróleo modificou as condições de base das indústrias energéticas.

⁸ Pinto Jr. (2007)

Nesse sentido, a regulamentação baseada na taxa de retorno é coerente com a trajetória expansionista dessa indústria, e é no estímulo à exploração das economias de escala que pode ser encontrada a racionalidade do comportamento do regulador. Entretanto, um problema central da regulação por taxa de retorno é o chamado “efeito Averch-Johnson”. Este efeito advém do fato de que o agente regulador, ao estabelecer a taxa de retorno adequada para a operação da empresa regulada – que irá servir de base para o cálculo das tarifas – tende a estabelecer uma taxa acima do valor de mercado (caso contrário a empresa regulada se recusaria a operar, por não estar obtendo o custo de oportunidade sobre o capital investido). Dessa forma a empresa terá incentivo para sobreinvestir e promover uma má alocação de recursos.

II.3.2 – Tarificação a Custo Marginal e *Second Best*

Esta regra consiste em igualar os preços a seus custos marginais simulando um mercado perfeito, alcançando-se o ótimo social.

No entanto, em caso de um monopólio natural, essa regra geraria um déficit para a empresa, ou seja, as empresas não conseguiriam cobrir seus custos fixos. Uma solução para tal déficit seria a aplicação da regra denominada *second best*, que consiste em otimizar o excedente, igualando a receita total igual ao custo total (mais um lucro razoável e uma provisão para incertezas). Esta alternativa também gera preço igual ao custo médio, em condições estáveis a longo prazo, sem incertezas.

Contudo, o cálculo do custo e do lucro não se relaciona a investimentos realizados historicamente, como na tarificação a custo de serviço. A tarefa do regulador reside no ato de achar um requerimento de receita para a empresa, sujeito a restrição de lucros normais e, ao mesmo tempo, minimizar a perda do excedente total devido ao desvio frente ao custo marginal.

Os desafios encontram-se também na identificação da função de demanda por parte do regulador e da escolha do custo marginal.

II.3.3 – Regime *Price Cap*

A percepção de que as regras de tarifação a custo de serviço geravam problemas derivados da assimetria de informação entre a empresa regulada e o órgão regulador fez com que fossem criados esquemas alternativos de regulação denominados “regulação por incentivos”.

Na regulação por incentivos são implementadas regras que induzam as empresas reguladas a atingirem metas desejáveis, através da concessão de algum direito. Os preços são reajustados para baixo quando a taxa de retorno excede uma taxa limite, mas o ajuste é parcial para que a empresa fique com parte do lucro realizado.

Neste caso, o preço é fixado juntamente com uma fórmula para a execução de reajustes. Na fórmula, consta a inflação medida no período, um termo referente ao ganho de produtividade e um termo aleatório, no caso de contingências não esperadas. Tem-se, assim, a seguinte fórmula para o reajuste das tarifas:

$$\Delta P = \text{IPC (índice de preços)} - X (\text{fator de produtividade}) + Y (\text{contingências})$$

Esse mecanismo diz que, em caso de qualquer diminuição real de custos em relação à meta de produtividade estabelecida pelo regulador, essa poderá ser apropriada pela empresa regulada, por um período estabelecido pelo órgão regulador. Dessa forma, a empresa teria incentivo à redução de seus custos.

Temos, portanto, que esse tipo de regulação surgiu para que houvesse uma melhoria no desempenho das empresas reguladas, através da incorporação de prêmio (ou penalidades) além daquelas empregadas na regulação ao custo de serviço.

Mesmo na presença de assimetria de informação, a empresa regulada procurará reduzir seus custos, pois, uma vez que os preços não são determinados pelos custos adicionais incorridos, a empresa regulada poderá aumentar seus lucros através do corte de custos, sem que haja uma queda automática nos preços.

A regulação por incentivos, embora requeira um menor nível de informações e também fomenta a redução de custos, pode gerar um impacto negativo quanto à qualidade. Além disso, se existe incerteza, como por exemplo, em face de riscos regulatórios decorrentes

da transição para um novo modo de organização industrial, a fixação do parâmetro X é ainda mais complexa. Nesse caso, a tendência pode ser a fixação de períodos longos de reajuste e um valor de X muito baixo. No entanto, esse procedimento implica que a empresa, na prática, aproprie-se da quase totalidade dos ganhos de produtividade auferidos durante o período que antecede o reajuste.

Em suma, todas as regras, embora com o mesmo intuito, apresentam vantagens e desvantagens em sua utilização, Tabela 1, tornando-se difícil julgar qual delas pode ser considerada a melhor. Em todas as formas há limitações no sentido da necessidade de muitas informações.

Tabela 1 - Princípio da Regulação Tarifária nas Indústrias de Rede

Tipo de Regulação	Taxa de Retorno	<i>Price-cap</i>
Objetivos/Características	Assegurar o reajuste de preços que permita o reembolso integral dos custos	Assegurar um preço teto, menos um índice negociável X , fixado <i>ex-ante</i>
Vantagens	Assegurar a viabilidade econômica da empresa	Proteção dos consumidores
	Incitar o investimento, aspecto importante em fase de forte expansão	Incitar a redução de custos
Desvantagens	Tendência à má alocação de recursos (efeito Averch-Johnson)	Necessidade de definição de um padrão mínimo de qualidade
	Multiplicação de reajustes	Critério para a revisão do parâmetro X (assimetria de informação)
	Nenhuma incitação à redução de custos	Se o ambiente econômico é incerto: <i>cap</i> é alto, ou prazo para a revisão é longo

Fonte: Pinto Jr. (2007)

II.4 – Histórico da Regulação Tarifária

A fase inicial da indústria elétrica brasileira é caracterizada pela ausência de uma legislação específica. Os serviços de eletricidade eram regidos pelos atos de concessão e pelos contratos correspondentes entre os concessionários e o poder público. Uma questão-chave nesses contratos iniciais de concessão era a incorporação das atualizações tarifárias correspondentes às desvalorizações da moeda, que afetavam diretamente a rentabilidade das empresas de capital estrangeiro.

A introdução da cláusula ouro foi a solução encontrada para atender a essas empresas. Por esse mecanismo, as tarifas eram definidas parcialmente em papel-moeda e em ouro. Essa última parcela era atualizada pelo câmbio médio mensal e sua variação incorporada automaticamente às tarifas.

As mudanças trazidas pela revolução de 30 representaram o início da intervenção do governo federal na indústria elétrica brasileira, traduzido pela edição do Decreto 26.234/1934, conhecido como Código de Águas.

A partir do Código das Águas, os aproveitamentos hidráulicos passaram a estar sujeitos à concessão ou autorização do governo federal e as tarifas passaram a ser estabelecidas em moeda nacional – institucionalizando o fim da cláusula ouro –, com base no regime tarifário pelo custo do serviço, com uma taxa de retorno máxima permitida às concessionárias de 10% sobre o custo histórico.

A regulamentação e aplicação do código de Águas foram feitas com grandes dificuldades administrativas e políticas, e marcadas por fortes controvérsias jurídicas. Somente 23 anos após sua edição, motivado pela necessidade de grandes volumes de investimento em energia demandados pelo crescimento industrial e pela urbanização do país, é que ele foi regulamentado, através do Decreto 41.019/57.

Não obstante as modificações introduzidas pelo decreto, foram mantidas a avaliação dos ativos pelo seu custo histórico, a ausência de correção monetária para esses ativos e a remuneração de 10% para os investimentos.

A mudança do quadro institucional, a dificuldade da importação de equipamentos necessários à manutenção e expansão dos serviços durante a Segunda Guerra Mundial e a inflação crônica durante esse mesmo período geram um quadro de dificuldades crescentes para o desenvolvimento da indústria elétrica brasileira.

A partir desse momento, a questão tarifária tornou-se objeto de disputa permanente entre o poder concedente e as concessionárias. Duas questões sempre fizeram parte da pauta de reivindicações das concessionárias estrangeiras, servindo como justificativa para a não realização dos investimentos: a avaliação dos ativos pelo custo histórico e sua remuneração por uma taxa de 10%.

A crítica ao custo histórico era reforçada pela ausência de uma atualização monetária do valor dos ativos, deteriorado pelo processo inflacionário; e a crítica à utilização da taxa de desconto de 10% ressaltava que este valor não representava o custo de oportunidade do capital, que se encontrava em patamares maiores, em torno de 12 e 15%.

Com a estatização da indústria de energia elétrica, iniciada em 1964 a dinâmica setorial passou a ser mais sensível à política macroeconômica, conforme se depreende da análise da política tarifária adotada daí em diante.

A correção monetária, criada pela Lei 4.357/64, transformou-se no principal instrumento da política de “realismo tarifário” da época, contribuindo para reconstituir a capacidade de autofinanciamento do setor de energia elétrica, que havia sido deteriorada pela remuneração aplicada sobre o custo histórico dos ativos. O Decreto-Lei 54.936/64 tornou obrigatória a aplicação da correção monetária sobre o valor original do ativo imobilizado das concessionárias de energia elétrica. Isto levou à recuperação das tarifas, visto que o item mais expressivo do custo do serviço das empresas era, justamente, o ativo imobilizado.

A Lei 5.655/71, que elevou a taxa interna de retorno máxima permitida às concessionárias de 10% para 12%, garantiu, ainda, uma taxa de retorno mínima de 10% e estabeleceu que eventuais insuficiências ou excessos de remuneração, apurados pelo poder concedente junto a cada concessionária, durante as prestações de contas anuais, passariam a ser registrados contabilmente na Conta de Recursos a Compensar (CRC)⁹.

⁹ Os recursos desta conta tinham o objetivo de restabelecer as taxas de retorno permitidas na legislação, ao compensar as perdas de algumas concessionárias com os recursos gerados por outras.

Como consequência do processo de centralização e de estatização do setor elétrico, foi estabelecida, pelo Decreto-Lei 1.383/74, a equalização tarifária em todo o território nacional. Através dessa medida, as tarifas passaram a ser iguais para as mesmas classes de consumo em todos os estados da federação.

Como as distribuidoras de eletricidade tinham diferentes estruturas de custos e apresentavam mercados muito heterogêneos, a equalização tarifária gerava “déficit” para aquelas que tinham seus níveis de custos unitários acima da média nacional e “superávit” para aquelas que estivessem abaixo da referida média.

Para resolver esta questão, a nova legislação criou um fundo de equalização, denominado Reserva Global de Garantia (RGG), composta de depósitos efetuados na CRC pelas empresas superavitárias que seriam sacados pelas empresas deficitárias. Para evitar manipulação de custos e garantir que todas as empresas tivessem taxas de retorno aceitáveis, foram estabelecidos critérios contábeis uniformes para o adequado acompanhamento dos custos das empresas. A nova lei criava, também, a Conta de Consumo de Combustível (CCC) para o rateio, entre as empresas operadoras dos sistemas interligados, do custo do combustível consumido nas termelétricas.

Para a definição das tarifas de fornecimento (tarifas finais de consumo) de cada concessionária, analisavam-se os dados das empresas, determinando o custo do serviço equivalente, depois se efetuava a equalização tarifária para submeter os resultados à apreciação do ministério responsável pela condução da política macroeconômica. Após a manifestação deste, os custos eram revistos e, finalmente, divulgava-se o valor das novas tarifas.

O Decreto 62.724/68 estabeleceu que a estrutura tarifária deveria basear-se no princípio do custo marginal, com o objetivo de viabilizar uma estrutura que refletisse os custos reais de fornecimento de energia para cada consumidor¹⁰. Contudo, apenas a partir de 1981, é que este critério começou a ser adotado somente para tarifas de alta-tensão, tendo em vista as dificuldades de estimativa de custos para o caso das demais tarifas.

¹⁰ O Decreto 62.724/68 estabelecia a premissa de que “para cada grupo de consumidores é assegurada a fração equivalente do custo do serviço incorrido por ele”, introduzindo uma estrutura tarifária diferenciada por classes de consumidores e tipos de tensão.

As tarifas foram diferenciadas por classes de consumidores e por níveis de tensão. Posteriormente, passaram a ser classificadas, também, levando em conta os períodos do ano, os horários de consumo e o nível de garantia do fornecimento, caracterizando a atual estrutura tarifária, que será detalhada no item III.1 mais a frente.

A crise que se abateu sobre a economia brasileira em meados da década de 70 afetou profundamente o modelo de financiamento do setor elétrico, que até então se baseava em três componentes: autofinanciamento, através de tarifas reais; recursos da União, através de impostos setoriais e dotação orçamentária; e financiamento externo, captado com custos inferiores às taxas internas de retorno dos investimentos no setor.

As tarifas de eletricidade passaram a ser utilizadas como instrumento de controle inflacionário e, sofreram um longo e significativo declínio em seus valores reais. Consequentemente, os níveis tarifários obtidos não foram capazes de garantir a remuneração mínima legal de 10% a.a. sobre os ativos em serviço, prejudicando o autofinanciamento do setor.

Ao longo dos anos 80, sucederam-se medidas e programas que, sem sucesso, buscavam reverter a deterioração tarifária e sanar as dívidas intra-setoriais dela decorrentes. Como a remuneração dos serviços era garantida por lei, a insuficiência tarifária passou a representar um débito da União para com as concessionárias. As concessionárias estatais, contudo, não reagiram a esta política com a adoção de medidas de redução de custos e melhoria de produtividade, uma vez que o regime de remuneração garantida e a equalização tarifária desestimulavam iniciativas nesse sentido. Já em 1990, as concessionárias acumulavam novos créditos, junto à União, devido às insuficiências tarifárias.

A Constituição de 1988 estimulou a autonomia dos estados e municípios e fez com que o governo federal perdesse recursos importantes destinados, até então, à expansão do setor elétrico. Os estados, por sua vez, pressionavam o governo federal em prol da descentralização decisória e de recursos, o que se traduziu, no setor elétrico, na defesa de tarifas que refletissem os custos de suas concessionárias, desgastando politicamente o princípio da equalização.

Em meados de 1992, a situação do setor elétrico era insustentável, generalizando-se a inadimplência intra-setorial. A quase totalidade das empresas vivia um déficit crônico de

caixa, uma incapacidade de pagamento das dívidas externas e internas, que eram honradas pelo Tesouro Nacional, e uma paralisação quase total do parque de obras. Os níveis tarifários fixados pelo governo federal eram insuficientes para fazer frente ao custo do serviço das distribuidoras, provocando inadimplências, por parte das distribuidoras, no pagamento da energia suprida pelas empresas geradoras. Em dezembro de 1992, quase metade da tarifa necessária para complementar os custos de serviço do setor era coberta com recursos da União.

A aplicação da Lei 8.631/1993 organizou a situação econômico-financeira das concessionárias do setor. Entre outras coisas, introduziu quatro inovações importantes no setor elétrico brasileiro: extinguiu o regime de remuneração garantida, desqualizou as tarifas, promoveu um amplo acerto de contas entre as empresas credoras e devedoras do setor e estabeleceu a obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia entre as geradoras e as distribuidoras.

As tarifas passaram a ser propostas pelos concessionários, para serem homologadas pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), o órgão regulador da época. Elas seriam corrigidas mensalmente por uma fórmula paramétrica que refletiria a variação inflacionária dos componentes do custo do serviço de cada empresa específica. O objetivo era repassar para o consumidor apenas os aumentos de custos incorridos pela concessionária necessários para atendê-lo, já que os componentes da fórmula paramétrica seriam ponderados de acordo com a realidade específica de cada segmento ou empresa da cadeia produtiva do setor.

A nova legislação tarifária estabeleceu, ainda, um grau de liberdade para que a concessionária modificasse seus preços relativos, pois esta, desde que mantivesse o valor médio da tarifa, poderia promover alterações compensatórias entre classes de consumidores finais.

Visando estimular os investimentos e recompor a situação econômica das concessionárias, a nova legislação eliminou o limite máximo legal para as taxas de retorno setoriais, além de estabelecer um programa de recuperação tarifária com aumentos progressivos que permitiriam às empresas o ressarcimento de seus custos e a remuneração dos investimentos

A ausência de condições institucionais adequadas na época, principalmente no que se refere à existência de um órgão regulador bem estruturado e independente para fiscalizar o cumprimento dos contratos, examinar as diversas planilhas de custos das empresas e dar a decisão final sobre as tarifas, inviabilizou a implantação da grande maioria das medidas estabelecidas na lei.

A partir do início da privatização das concessionárias do setor elétrico e com o advento da Lei 8.987/1995, ficou definido um novo regime tarifário. Haveria a fixação prévia do nível das tarifas no contrato de concessão, passível de reajustes anuais e de processos revisionais de modo a garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, inaugurando o regime de “tarifa pelo preço”.

CAPÍTULO III – ANATOMIA DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

III.1 – Conceitos Básicos

Os consumidores de energia elétrica pagam, por meio da conta recebida de sua empresa distribuidora de energia elétrica, um valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida, no mês anterior, estabelecida em quilowatt-hora (kWh) e multiplicada por um valor unitário, denominado tarifa, medido em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), que corresponde ao valor de 1 quilowatt (kW) consumido em uma hora.

As empresas de energia elétrica prestam esse serviço por delegação da União na sua área de concessão, ou seja, na área em que lhe foi dada autorização para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

Cabe à ANEEL estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de um valor justo, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, para que ela possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias.

Para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo. São elas:

- i. **Residencial** – na qual se enquadram, também, os consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos;
- ii. **Industrial** – na qual se enquadram as unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento;
- iii. **Comercial, Serviços e Outras Atividades** – na qual se enquadram os serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins;
- iv. **Rural** – na qual se enquadram as atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural;
- v. **Poder Público** – na qual se enquadram as atividades dos Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal;

- vi. **Iluminação Pública** – na qual se enquadra a iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público;
- vii. **Serviço Público** – na qual se enquadram os serviços de água, esgoto e saneamento; e
- viii. **Consumo Próprio** – que se refere ao fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição.

As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes: demanda de potência e consumo de energia. A demanda de potência é medida em quilowatt e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias.

As tarifas de demanda de potência são fixadas em reais por quilowatt e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora (R\$/MWh) e especificadas nas contas mensais do consumidor em reais por quilowatt-hora.

Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado. Define-se estrutura tarifária como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”.

As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilovolts (kV), e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como segue:

A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;

- A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS para sistema subterrâneo.

As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horosazonal azul e horosazonal verde, sendo que a convenção por cores é apenas para facilitar a referência.

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora.

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

A estrutura tarifária horosazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata.

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia. O posto tarifário “fora da ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

Já para o ano, são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando é maior o volume de chuvas. As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido à

menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, que é mais cara. O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril.

A tarifa horosazonal azul é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Ela é aplicável obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

A tarifa horosazonal verde é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

Se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde. As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW podem optar pela tarifa horosazonal, seja na modalidade azul ou verde.

As tarifas do “grupo B” se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes (e subclasses) de consumo:

B1 Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

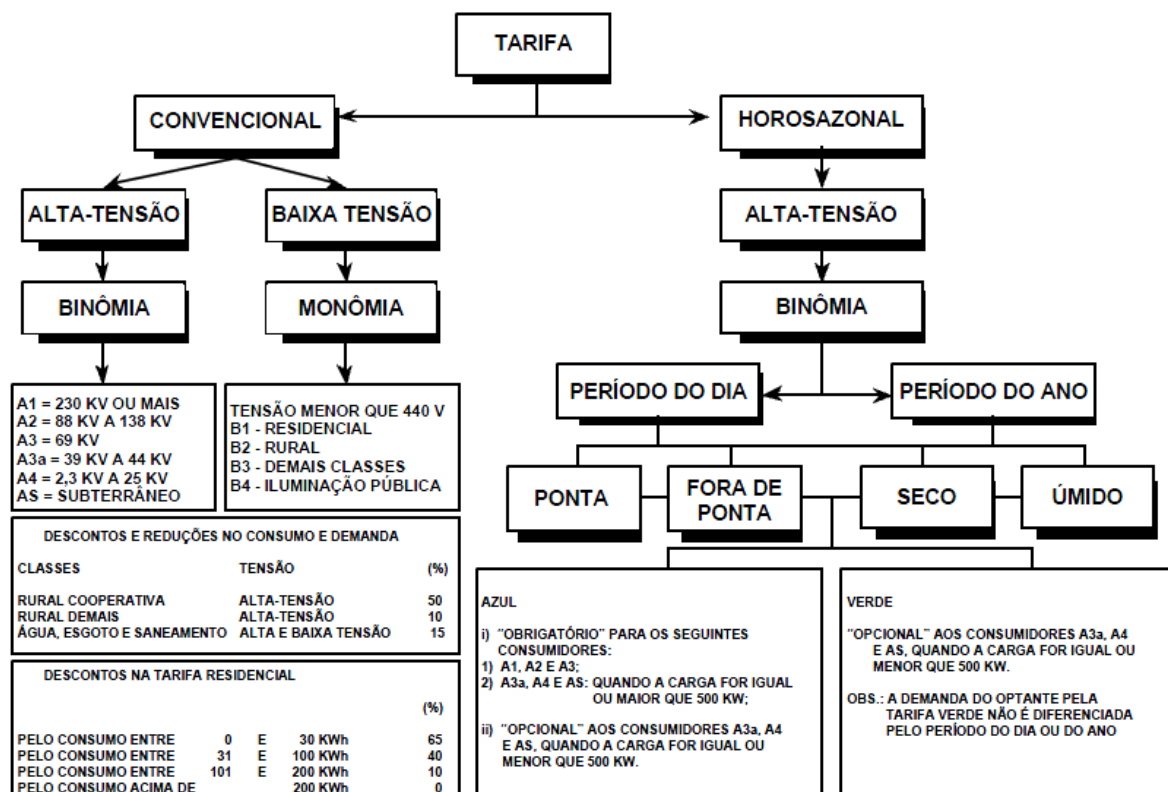
B2 Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;

B3 Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;

B4 Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia em megawatt-hora.

Quadro 1 - Sistema Brasileiro de Tarificação de Energia Elétrica



Fonte: ELETROBRÁS.

OBS: Válido para Sistema Interligado.

Com base na legislação em vigor, todos os consumidores residenciais com consumo mensal inferior a 80 kWh, ou aqueles cujo consumo esteja situado entre 80 e 220 kWh/mês e que comprovem inscrição no Cadastro Único de Programas Sociais do Governo Federal, fazem jus ao benefício da subvenção econômica da Subclasse Residencial Baixa Renda.

A tarifa social de baixa renda sofre descontos escalonados do acordo com o consumo em relação à tarifa da classe residencial (B1), conforme ilustra a Tabela 2 a seguir:

Tabela 2 - Descontos tarifários para tarifa social de baixa renda

Faixa de Consumo	Desconto Tarifário (%)
0 - 30 kWh	65%
31 - 100 kWh	40%
101 - Limite Regional	10%

Fonte: ANEEL

Aos primeiros 30 kWh é aplicada tarifa com 65% de desconto em relação à tarifa aplicada a uma unidade consumidora residencial. Dos 31 kWh consumidos, até o limite de 100 kWh, é aplicada tarifa com 40% de desconto. Finalmente, de 101 kWh até o Limite Regional, é aplicado desconto de 10%.

Define-se Limite Regional como sendo o consumo máximo para o qual poderá ser aplicado o desconto na tarifa, sendo que tal limite é estabelecido por concessionária, e os valores que excederem serão faturados pela tarifa plena (B1) aplicada às unidades residenciais.

III.2 – Composição da Tarifas

O marco regulatório do Setor Elétrico tem na ANEEL o seu agente regulador. Ela é responsável pela fixação, acompanhamento e análise das tarifas e do equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias distribuidoras. Sua principal responsabilidade é conciliar dois objetivos: a fixação de uma tarifa justa para os diferentes tipos de consumidores e garantir receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias.

A receita da concessionária de distribuição, conforme demonstrado na Tabela 2 a seguir, é composta por duas parcelas: Parcela A e Parcela B. A Parcela A inclui os chamados custos não-gerenciáveis, formados pela compra de energia elétrica para revenda, pelos encargos setoriais e pelos encargos de transmissão. Estes custos são simplesmente repassados para os consumidores, não havendo nenhuma interferência econômica da empresa concessionária. A Parcela B corresponde aos custos gerenciáveis compostos pelos custos operacionais, a remuneração do capital e depreciação. A seguir será analisada a composição de cada parcela.

Tabela 3 - Composição da Receita Requerida

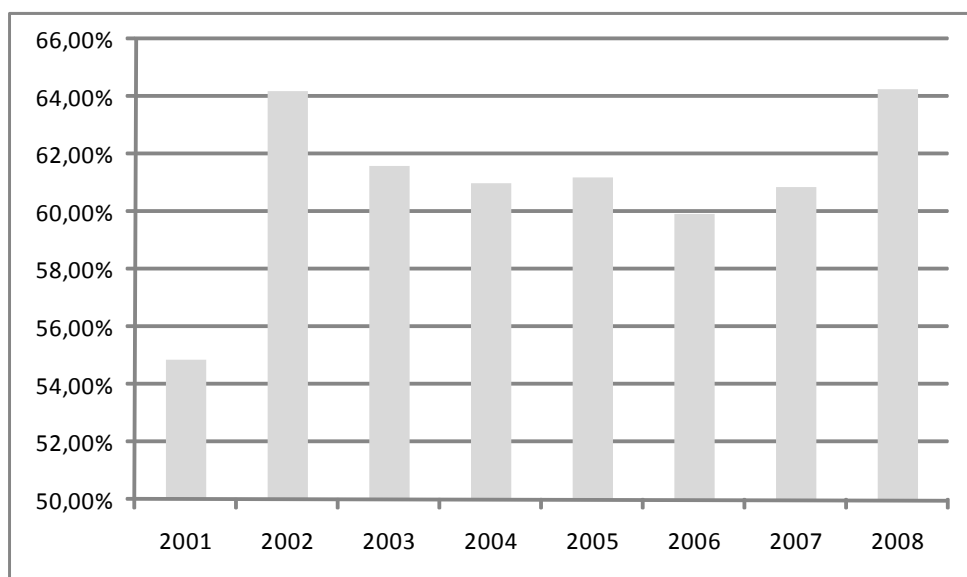
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR) Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) Rateio de custos do Proinfa Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Despesas de Operação e Manutenção Pessoal Material Serviços de Terceiros Despesas Gerais e Outras
Encargos de Transmissão Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica Uso das Instalações de Conexão Uso das Instalações de Distribuição Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Operador Nacional do Sistema (ONS)	Despesas de Capital Cotas de Depreciação Remuneração do Capital
Compra de Energia Elétrica para Revenda Contratos Iniciais Energia de Itaipu Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	Outros P&D e Eficiência Energética PIS/COFINS

Fonte: ANEEL.

III.2.1 – Custos Não-Gerenciáveis - Parcela A

O valor da Parcela A tem peso significativo na receita das empresas de distribuição. As evidências empíricas têm indicado que, a despeito de oscilações, o peso dessa parcela gira em torno de 60% da receita total requerida pela concessionária de distribuição, como pode ser observado no Gráfico 2.

Gráfico 2 - Evolução da Parcela A



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Os próximos itens apresentam análise mais detalhada dos componentes da Parcela A.

(i) Compra de Energia

A compra de energia para revenda pelas empresas distribuidoras constitui o item de custo não-gerenciável com maior peso relativo na estrutura tarifária. Em 2008, este item representou 69,2% do total da Parcela A e 44,5% da receita total requerida.

Para atender os consumidores localizados na sua área de concessão, a distribuidora efetua compras de energia de empresas geradoras distintas, e sob diferentes condições, em função do crescimento do mercado e dependendo da região em que está localizada.

Parte da energia elétrica comprada para atendimento aos consumidores da empresa de distribuição é compulsória e está diretamente associada à energia elétrica produzida pela empresa binacional Itaipu. As empresas distribuidoras localizadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, que integram o Sistema Interligado Nacional (SIN) são obrigadas, por imposição legal, a comprarem energia elétrica de Itaipu, na forma de cota-parte. Este mecanismo foi adotado para garantir a contratação da energia gerada por Itaipu. O custo desta energia é fixado em dólar. Como consequência, incorpora-se à estrutura das tarifas das distribuidoras um componente indexado ao dólar que em épocas de desvalorização cambial, como no ano de 2002, criam uma pressão para o aumento das tarifas.

Outra forma de compra de energia, adotado em 2005, são os Leilões de Energia Velha (LEV). Trata-se da energia elétrica produzida por usinas basicamente hidroelétricas construídas até o ano de 2000, de propriedade das empresas geradoras, basicamente estatais. Como a maioria das usinas já teve seus investimentos praticamente amortizados, elas passaram a receber a denominação de energia velha uma vez que seus custos são menores do que das usinas novas.

O mecanismo de compra de energia velha por leilão é relativamente simples e foi estruturado com o objetivo central e prioritário de perseguir a modicidade tarifária. Em linhas gerais, o processo de leilão segue o seguinte trâmite: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) faz uma pesquisa junto a todas as empresas distribuidoras solicitando estimativa do volume de energia elétrica necessário para atender a demanda de seus respectivos mercados para os próximos anos. Com base nestes dados, sigilosos, é realizado o LEV tendo, na outra ponta, as empresas geradoras, proprietárias das “usinas velhas”. Estas empresas ofertam lotes de

energia elétrica por lances, sem saber o que as outras empresas estão ofertando e qual a demanda total.

Este instrumento adota, de forma implícita, o conceito de “pool” de compradores, na medida em que a energia vendida pelas empresas geradoras é contratada por todas as empresas distribuidoras. A EPE desempenha a função de representar o “pool”, o consórcio de compradores configurando um monopólio¹¹. Desta forma, conforme assinalado por Castro & Ferreira¹², a estrutura de mercado criada artificialmente pelo governo busca garantir a modicidade tarifária ajustando a demanda das distribuidoras à oferta das geradoras.

Complementando os LEV, temos os Leilões de “Energia Nova” (LEN), mecanismo criado para que as distribuidoras pudessem atender as novas demandas de energia que a capacidade instalada existente no Brasil não tinha capacidade de suprir.

A implantação deste instrumento de equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda de energia elétrica exigiu o retorno ao planejamento do setor elétrico brasileiro, uma vez que a EPE identifica, define e oferta os novos empreendimentos (projetos de usinas hidro e termo) que irão a leilão. Estes empreendimentos contam com licenças ambientais prévias contribuindo para mitigar o risco dos investidores. A EPE determina um preço de referência máximo para cada tipo de usina, buscando assim garantir também a modicidade tarifária nos novos empreendimentos.

Além dos empreendimentos ofertados pela EPE, qualquer agente econômico (individual ou em consórcio), previamente credenciado na ANEEL, pode fazer sua oferta, dentro do preço de referência. No caso das usinas termoeletricas a gás natural, é necessário apresentar o contrato de abastecimento do gás natural, fato tem contribuído para o aumento da participação da Petrobrás no segmento de geração, configurando-se como parceira estratégica e fundamental para este tipo de empreendimento.

O LEN é estruturado em duas etapas. Na primeira há o leilão que coloca em disputa o contrato de concessão para a construção e operação do empreendimento. Vence quem oferece menos pelo valor máximo determinado pela EPE para o MW da usina. A segunda consiste na venda de energia elétrica oriunda dos novos empreendimentos. Nesta etapa o procedimento é análogo ao LEV, havendo um preço-teto ou preço de referência. A EPE consolida as

¹¹ Assim como o monopólio consiste em um único vendedor, o monopólio consiste em um mercado com um único comprador. Para maiores detalhes ver Varian (1999).

estimativas de demanda de energia nova das empresas concessionárias, atuando como “pool”, e promove a contratação para as usinas novas. Tal procedimento tem função estratégica para os empreendedores que vencem LEN. O contrato de venda de energia elétrica, com duração de 15 a 30 anos é uma sólida garantia para a obtenção dos empréstimos necessários para financiar a construção da usina, junto ao BNDES e de outras fontes e formas de financiamento.

Nestes termos, o LEN, aplicado somente ao mercado cativo, contribui não só para a modicidade tarifária, como para dar mais segurança aos investimentos, diminuindo o risco, o custo dos empréstimos e, conseqüentemente, o custo do investimento. Desta forma, fica garantido o equilíbrio dinâmico entre a oferta e a demanda de energia elétrica.

Por fim, a última forma de aquisição de energia era realizada através dos contratos iniciais que se referiam às compras de energia elétrica firmadas entre as empresas de geração e os agentes de distribuição, de comercialização e consumidores livres com vigência definida até o final do ano de 2005, cujas quantidades e valores da energia comprada eram homologados pela ANEEL. A partir de 2003 estes contratos passaram a ser descontados na proporção de 25% a.a.

A Tabela 4 mostra a evolução dos gastos com compras de energia e a participação na Parcela A. Conforme dito acima, esse é o item da Parcela A com maior peso relativo. Contudo, entre 2002 e 2005, esta participação caiu gradativamente, atingindo o mínimo de 64,77% em 2006, para voltar a subir em 2007.

Tabela 4 - Evolução das compras de energia e participação na Parcela A.

	Energia comprada (R\$ mil)	Variação %	% da Parcela A
2001	16.028.461	-	74,36
2002	19.340.635	20,66	75,23
2003	23.483.266	21,42	74,73
2004	23.385.751	-0,42	68,60
2005	25.072.177	7,21	68,03
2006	25.259.798	0,75	64,77
2007	28.896.020	14,4	69,66
2008	31.690.774	12,2	69,22

Fonte: ANEEL

¹² Castro & Ferreira (2004).

(ii) Os Encargos Setoriais

Um outro componente tarifário é um conjunto de diferentes tipos de encargos setoriais. A sua importância na formação das tarifas vem aumentando em função da criação de novos encargos e do aumento dos percentuais de recolhimento. Este processo vem preocupando as autoridades governamentais do setor elétrico e as empresas distribuidoras em função, basicamente, do impacto sobre o consumo de energia elétrica e sobre o equilíbrio econômico-financeiro das empresas que são obrigadas a pagar os encargos mesmo para os consumidores inadimplentes. A seguir serão analisados os principais encargos, detalhando seus objetivos, especificidades e valores.

A Reserva Global de Reversão (RGR) refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação, dos serviços públicos de energia elétrica, assim como financiar a expansão e melhoria desses serviços. Determina-se que 50% dos recursos arrecadados com o encargo deverão ser destinados para a aplicação em investimentos no setor elétrico das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste e a outra metade aplicada em programas de eletrificação rural, conservação em uso racional de energia e atendimento da comunidade de baixa renda. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e é limitado a 3,0% de sua receita anual, a ser paga em doze parcelas mensais recolhidas pela Eletrobrás. Sua vigência foi estendida até 2010, com conseqüente reflexo na tarifa, através da Lei nº 10.438/2002.

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) trata-se do encargo pago mensalmente por todas as empresas distribuidoras para cobrir os custos anuais da geração termoeletrica nos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte do país. Os recursos são administrados pela Eletrobrás, mas os valores são fixados anualmente pela ANEEL, para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade de uso das usinas termoeletricas.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi criada para financiar as despesas administrativas e operacionais da ANEEL. É fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todas as empresas que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Ela representa 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) é um encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes de distribuição, calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos referentes custos apresentados no Plano Anual específico elaborado pela ELETROBRÁS. São excluídos deste rateio os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês. O encargo tem como finalidade aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A cada final de ano a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos pelos agentes ficando a gestão dos recursos a cargo da ELETROBRÁS.

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um encargo setorial pago pelas empresas de distribuição com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelo SIN e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público (UBP), estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela ANEEL; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final no Sistema interligado Nacional, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento de mercado e pelo IPCA. Sua gestão fica a cargo do Ministério de Minas e Energia e da ELETROBRÁS.

O encargo para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética estabelece que as empresas distribuidoras devem aplicar, anualmente, o mínimo de 0,75% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), ao Ministério de Minas e Energia (MME) e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela ANEEL. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios de Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a ANEEL, a ELETROBRÁS e os próprios agentes.

O Encargo dos Serviços do Sistema (ESS) foi implementado a partir de 2006 e refere-se ao custo da geração que é despachada independente da ordem de mérito por uma restrição elétrica no tronco de transmissão.

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) é um valor que os titulares de concessão ou autorização de usinas pagam para exploração de potencial hidráulico. As usinas que se enquadram como Pequena Central Hidrelétrica estão isentas desta compensação. A CFURH corresponde ao percentual de 6,75% do valor da energia gerada.

(iii) Transmissão de Energia

Há um conjunto de encargos pagos pelas empresas distribuidoras concessionárias relacionadas ao transporte de energia que serão analisados a seguir.

O Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão refere-se à receita paga às empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica. A Rede Básica é o SIN composto pelas linhas de transmissão que transportam energia elétrica em tensão igual ou superior a 230 kW. Este encargo é pago por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos consumidores livres que utilizam diretamente a Rede Básica.

O Uso das Instalações de Conexão é um encargo devido pelas empresas de distribuição que utilizam linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

O Uso das Instalações de Distribuição refere-se ao encargo devido pelas empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

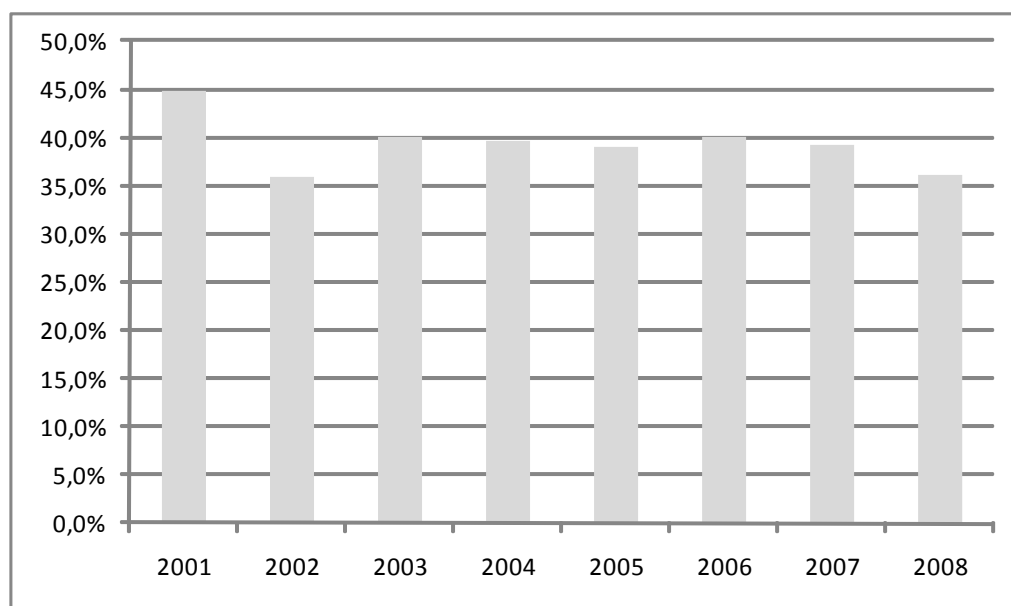
O Transporte de Energia Elétrica de Itaipu é o custo pago pelas empresas de distribuição que adquirem energia elétrica produzida pela Itaipu Binacional.

Por último, há o encargo para cobrir parte dos custos de administração e operação do ONS. Este encargo é pago por todas as empresas de geração, transmissão, distribuição e pelos consumidores livres conectados à Rede Básica.

III.2.2- Custos Gerenciáveis - Parcela B

O somatório da Parcela B de todas as empresas concessionárias de distribuição atingiu, em 2008, a cifra de R\$ 257 bilhões, representando 36,0% do total da receita requerida pelas empresas distribuidoras. O Gráfico 3 mostra a evolução da parcela.

Gráfico 3 - Evolução da Parcela B



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

A Parcela B é formada pelos seguintes componentes.

As Despesas de Operação e Manutenção referem-se à parcela da receita oriunda das tarifas destinadas à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Nesta rubrica de custos destacam-se os gastos com pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas.

A Cota de Depreciação é a parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de energia elétrica. Esta cota é variável para cada empresa distribuidora na medida em que depende do volume de investimentos realizados e da duração do contrato de concessão.

A Remuneração do Capital é a parcela da receita necessária para pagar o rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.

CAPÍTULO IV – MECANISMOS DE ATUALIZAÇÃO TARIFÁRIA

A sistemática tarifária adotada no Brasil permite que a empresa regulada se aproprie de ganhos de produtividade obtidos no período entre as revisões tarifárias, que superem o fator de redução das tarifas (Fator X) estabelecido. Assim, essa metodologia busca incentivar a eficiência produtiva do regulado, ao mesmo tempo em que sinaliza os benefícios aos consumidores, pelo futuro repasse de parte desses ganhos de produtividade, quando da aplicação do Fator X.

A tarifa é inicialmente fixada no momento da assinatura do contrato de concessão e permanece constante (em termos reais) por um período de tempo previamente determinado, na maioria dos casos quatro ou cinco anos. Esse “preço teto” é reajustado anualmente com base em um determinado índice de preço, do qual é abatido um percentual X.

Esse Fator X representa a parte relativa ao ganho de produtividade que o concessionário deverá transferir aos usuários. Refere-se a um redutor aplicado sobre o indexador de preços de modo a refletir os ganhos de produtividade de uma indústria de rede caracterizada por suas economias de escala.

No primeiro período após a privatização de cada concessionária de distribuição de energia elétrica, até a primeira revisão tarifária periódica (RTP), o valor do Fator X foi fixado como sendo igual a zero.

Assim, as tarifas dos consumidores são fixadas pelo regulador em um sistema de preços máximos (*price cap*) para os custos gerenciáveis (Parcela B) e um regime de custos repassados (*pass through*) para os custos não-gerenciáveis (Parcela A).

A sistemática regulatória adotada, se, por um lado, permite preservar incentivos à produtividade, por outro não oferece, por si só, garantias com relação ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato. O regulador poderá enfrentar também problemas de assimetria de informação na determinação do Fator X a ser empregado. Caso o concessionário obtenha significativos ganhos de produtividade durante o hiato revisional, fará todos os esforços para manter o processo de extração de renda. A dificuldade reside na formulação de

contratos que induzam o comportamento inovador do agente e, ao mesmo tempo, permitam a repartição dos ganhos de produtividade entre o agente e o principal (consumidores, representados pelo regulador).

Para enfrentar essa restrição, a ANEEL adotou a Empresa de Referência (ER), que é definida como uma empresa que idealmente responderia pelo fornecimento do serviço adaptado às condições econômicas da área geográfica da concessionária sob análise. A ER foi desenhada pela própria agência reguladora com base em suas projeções de uma operação eficiente, com o objetivo de reproduzir uma empresa modelo com a qual a concessionária efetiva competiria tendo o incentivo de operar abaixo dos custos reconhecidos na própria ER. Desse modo, a ER se constituiria em um exemplo de ação regulatória que independe das informações prestadas pela empresa regulada.

O principal objetivo declarado do modelo de *price cap* é simular um ambiente competitivo, incentivando a eficiência produtiva do regulado e, desta forma, proporcionando benefícios aos consumidores. A revisão tarifária constitui a oportunidade para se aferir o quanto a sistemática foi eficiente para atender a esses objetivos.

Para melhor entendimento da sistemática adotada, serão explicitados, na sequência, os três mecanismos de atualização tarifária das concessionárias distribuidoras de energia elétrica previstos nos contratos de concessão: reajuste tarifário anual, revisão tarifária periódica e revisão extraordinária.

IV.1 – Reajuste Tarifário Anual

Os reajustes tarifários anuais (RTA) têm como objetivo central garantir que o equilíbrio econômico-financeiro da concessão não sofrerá os efeitos do processo inflacionário. Como as empresas concessionárias de distribuição podem obter ganhos de produtividade em função de inovações tecnológicas, melhores processos técnicos e administrativos, etc. a metodologia do cálculo da tarifa incorpora um fator que expressa este ganho. Trata-se do Fator X que é aplicado a cada ano, entre as revisões tarifárias periódicas (RTP). Este ganho (ou perda) de produtividade é transferido para os consumidores através de uma redução (aumento) no valor da tarifa.

No início do primeiro período tarifário, cada concessionária tem estabelecido em seu contrato a estrutura tarifária com seus valores iniciais, que, aplicados ao respectivo mercado, determinam a sua receita anual (RA) do primeiro ano do período tarifário.

Esta receita anual inicial é dividida em duas parcelas: Parcela A e Parcela B. O contrato de concessão determina que sejam repassadas integralmente as variações anuais de custos observadas na Parcela A (*pass through*). Já a Parcela B é reajustada anualmente pelo IGP-M, com vistas à sua atualização monetária, acrescido/diminuído do Fator X, que será calculado na revisão tarifária periódica.

Dessa forma, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o índice de reajuste tarifário (IRT), com base na fórmula abaixo:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 (IVI \pm X)}{RA_0}$$

Onde,

RA_0 - Receita anual da distribuidora referente aos últimos doze meses.

VPA_1 - Somatório dos valores dos itens da Parcela A.

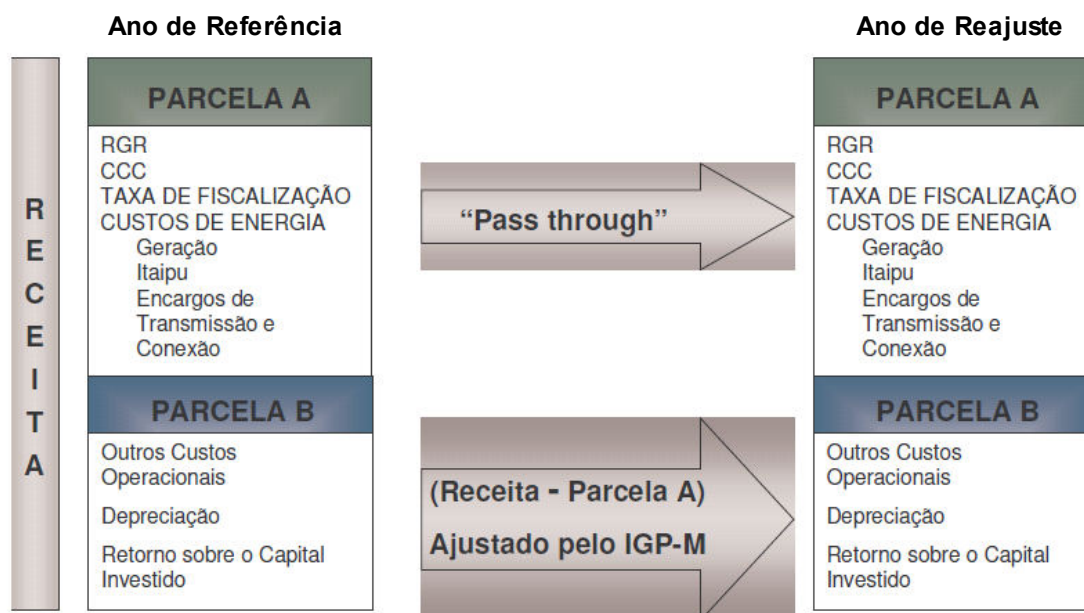
VPB_0 - É obtido pela diferença entre RA_0 e VPA_0 , considerando os valores e condições vigentes na Data de Referência Anterior.

IVI – Refere-se ao número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.

X – É o Fator X, “número índice” fixado pela ANEEL, a cada revisão periódica, a ser subtraído ou adicionado ao IVI a cada reajuste tarifário anual. Conforme dito acima, nos reajustes tarifários anuais que antecederam a primeira revisão tarifária periódica de cada concessionária, o valor de X foi fixado igual zero.

A esquematização do processo de reajuste tarifário anual pode ser vista no Quadro 2 a seguir.

Quadro 2 - Sistema de Reajuste Tarifário Anual



Fonte: ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica.

IV.2 – Revisão Tarifária Periódica

A revisão tarifária periódica constitui o instrumento regulatório implantado para assegurar que os ganhos de eficiência se expressem em modicidade tarifária. Ocorre ordinariamente a cada quatro ou cinco anos dependendo do contrato de concessão e tem como objetivo avaliar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A primeira etapa da RTP consiste no cálculo do índice de reposicionamento tarifário. Enquanto nos reajustes tarifários anuais a Parcela B da Receita é atualizada monetariamente pelo IGP-M, o índice de reposicionamento tarifário apurado no processo de RTP é, em síntese, baseado na comparação da receita atual com a receita futura necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e para a remuneração adequada dos investimentos realizados com prudência. Neste momento do processo, também é calculado o Fator X que está associado ao compartilhamento de ganhos (ou perdas) de eficiência produtiva com os consumidores.

A determinação dos custos operacionais eficientes constitui um dos grandes desafios da revisão tarifária periódica. A análise minuciosa dos custos da empresa sob a revisão tarifária possibilita sujeitar o órgão regulador aos efeitos da “assimetria de informação”. Implica dizer que a agência reguladora fica dependente da empresa, pois é ela que detém os dados. E a disponibilização absoluta dos dados demandados pela agência reguladora pode, na maioria dos casos, prejudicar os interesses da empresa no processo de revisão. Esta contradição provoca a assimetria da informação. A fim de minimizar este problema, a ANEEL passou a adotar o conceito de Empresa de Referência.

A Empresa de Referência é uma simulação. A ANEEL “constrói”, com base nas características de tamanho análogas à empresa real, uma empresa fictícia que serve de parâmetro de comparação com a empresa real. Assim com base nas informações mais gerais disponíveis sobre operação e manutenção das instalações elétricas, da gestão comercial de clientes, direção e administração da área geográfica, a ANEEL procura simular uma empresa de referência que presta os serviços em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade.

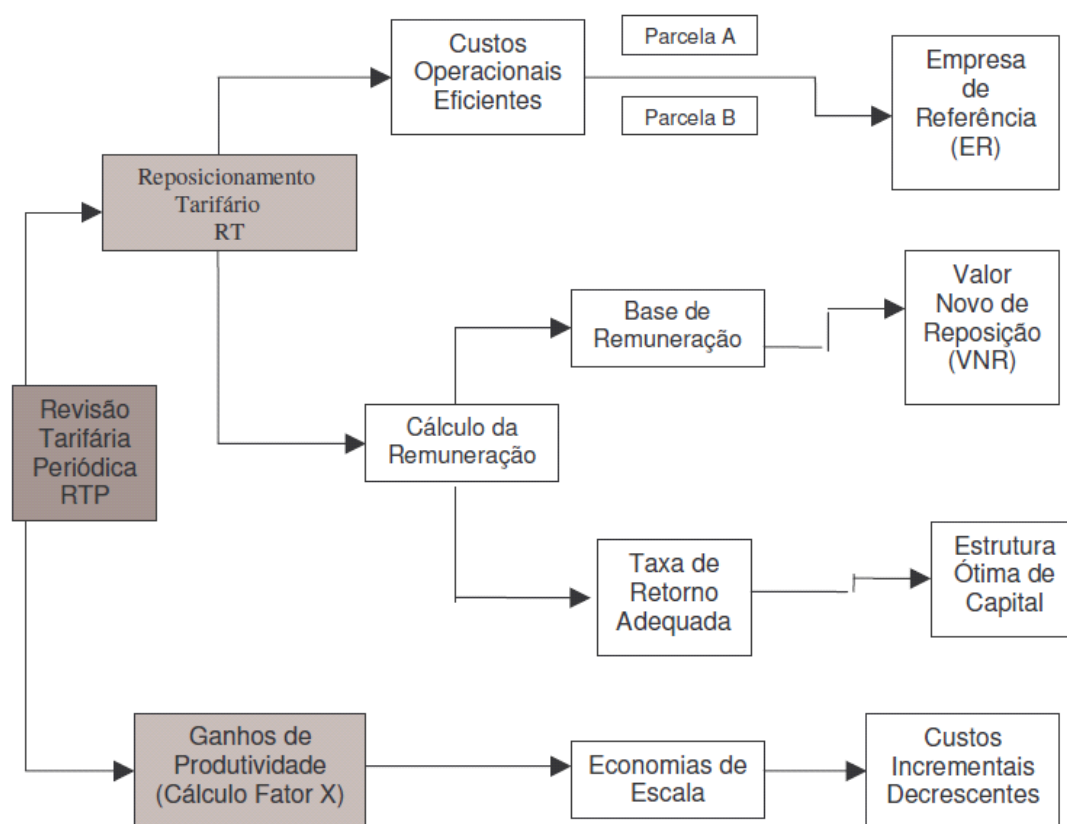
A remuneração dos investimentos prudentes está associada à aplicação de uma taxa de depreciação e uma taxa de retorno à base de remuneração. A base de remuneração corresponde ao montante de investimentos realizados pelas distribuidoras que é efetivamente utilizado na prestação dos serviços aos consumidores (como por exemplo, subestações e linhas de distribuição). A definição da base de remuneração é complexa e deve, ao mesmo tempo, considerar os investimentos necessários para a preservação da prestação do serviço aos consumidores, sem, no entanto, onerar indevidamente os mesmos, com a cobrança de preços injustos. Este é um ponto de discórdia entre a ANEEL e as empresas distribuidoras.

A segunda etapa da RTP consiste na aplicação do Fator X. Seu cálculo implica a projeção, para o próximo período tarifário, de ganhos de produtividade oriundos das economias de escala esperadas para os serviços de distribuição de energia elétrica. Sua composição inclui os seguintes elementos:

- (i) Componente X_e – trata-se de índice que considera os ganhos de produtividade esperados pelo natural incremento do consumo de energia elétrica na área de concessão da distribuidora;

- Componente Xc – corresponde ao índice de satisfação dos consumidores apurado a partir dos resultados da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC);
- Componente Xa – representa um índice de ajuste das despesas de pessoal consideradas na “Parcela B”, para adequação do índice de reajuste ao real valor da remuneração de mão de obra do setor formal da economia brasileira.

Quadro 3 - O processo de Revisão Tarifária Periódica



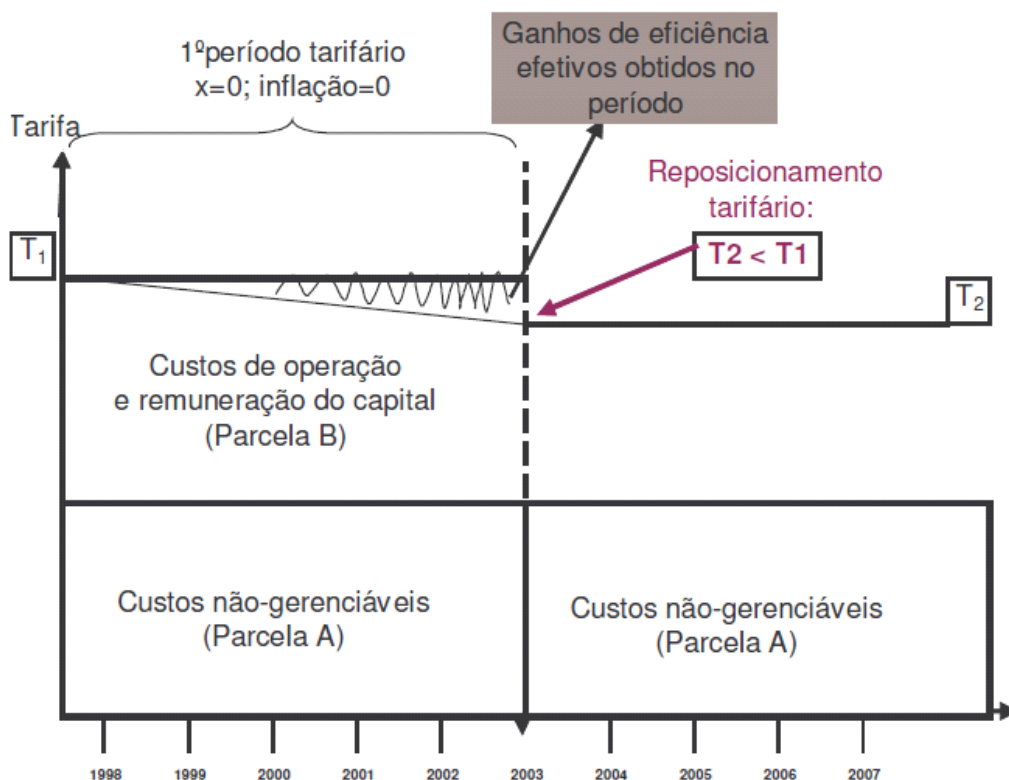
Fonte: Vieira, J.P. (2005)

As estimativas dos ganhos de eficiência das concessionárias para os anos seguintes ao processo, materializadas no Fator X, são repassadas aos consumidores por meio de redução das tarifas. O valor definido na revisão será aplicado às tarifas, independentemente da confirmação das projeções de ganhos. Por outro lado, se os ganhos de eficiência das distribuidoras forem maiores que os projetados na revisão, elas poderão se apropriar dessa diferença entre o resultado estimado e o efetivamente realizado. Ao melhorar sua

produtividade, as distribuidoras podem aumentar seu lucro temporariamente, até o próximo processo de revisão tarifária periódica.

A visualização dos ganhos de eficiência, proporcionados pela fixação do Fator $X = 0$ durante o primeiro período tarifário, é ilustrada no Gráfico 4 a seguir. A tarifa (“preço máximo”) fixada para o primeiro período tarifário (T_1), é mantida (em termos reais) até a primeira revisão tarifária periódica. Esse período proporciona à concessionária oportunidade de auferir ganhos de eficiência (representados pela área hachurada) mediante medidas de racionalização e redução de custos e, assim, aumentar sua remuneração.

Gráfico 4 - Repasse dos ganhos de eficiência



Fonte: ANEEL

O reposicionamento tarifário possibilitaria, em tese, reduzir o patamar tarifário, devido à redução do VPB, o que, no Gráfico 4, é representado pelo fato de T_2 ser inferior a T_1 (Tarifa do segundo período tarifário é menor do que a Tarifa do primeiro período).

Essa sistemática de revisão tarifária, assim definida, fornece justificativas para se afirmar que o valor da Parcela B é específico para cada concessionária, desvinculando-a dos

seus patamares históricos, ou seja, o VPB do segundo período tarifário deixa de ter qualquer relação com o VPB do último ano do primeiro período tarifário.

IV.3 – Revisão Extraordinária

A revisão extraordinária pode ser solicitada entre os limites temporais dos períodos de reajuste, sempre que ocorra algum evento que possa comprometer, de forma significativa, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Um exemplo deste tipo de revisão extraordinária ocorreu na “Crise do Apagão” de 2001-2002, quando a imposição de uma política de racionamento compulsória para os consumidores de energia elétrica provocou diminuição da receita prevista das empresas distribuidoras. Com este racionamento, o equilíbrio econômico-financeiro ficou seriamente comprometido. O governo para repor estas perdas utilizou como principal instrumento a abertura de uma linha especial de crédito do BNDES que foi paga via aumento das tarifas.

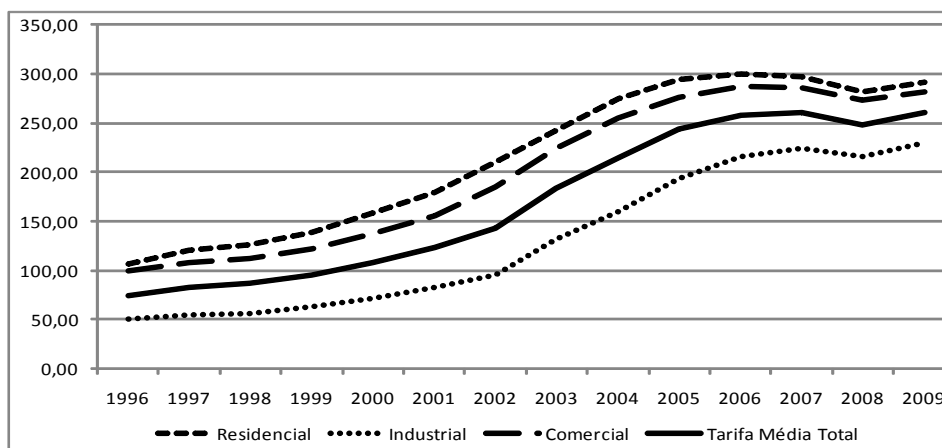
IV.4 – Evolução Recente das Tarifas

Apresentados os mecanismos de atualizações tarifárias cabe agora apresentar a evolução das tarifas de energia elétrica ao longo dos últimos anos e avaliar seus efeitos sobre as tarifas tentando demonstrar os fatores que influenciam suas variações.

O Gráfico 5 adiante apresenta a evolução das tarifas de energia elétrica para diversas classes de consumo desde o ano de implantação do novo modelo tarifário, em 1996, até o presente momento.

No período compreendido entre os anos 1996 e 2006 se observou uma elevação das tarifas para todas as classes de consumidores, em patamares bastante superiores aos índices de preços. Diversos são os fatores que explicam esse fato.

Gráfico 5 - Tarifas Médias por Classe de Consumo
(R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Em primeiro lugar, o comportamento verificado nos preços das tarifas de energia elétrica está diretamente relacionado ao indexador utilizado pela ANEEL para corrigir, anualmente, a parcela relativa aos custos gerenciáveis das concessionárias. No período em análise, o IGP-M, indexador dos custos gerenciáveis das concessionárias distribuidoras, apresentou uma variação média anual da ordem de 9,9%. Quando comparado aos indicadores de preços para o consumidor, constata-se significativa discrepância entre estes. Como resultado desta constatação, conclui-se que o indexador utilizado nos Reajustes Tarifários Anuais exerceu forte influência para a elevação do valor das tarifas.

Um segundo destaque se refere ao processo de Revisão Tarifária Periódica ocorrida no período. A partir de 2003, um número grande de empresas passou pelo primeiro ciclo de revisão tarifária, no qual havia grande expectativa de redução das tarifas. Essa expectativa foi frustrada, na medida em que quase todas as empresas tiveram correção positiva em suas tarifas sendo que várias com aumentos superiores a 30,0%.

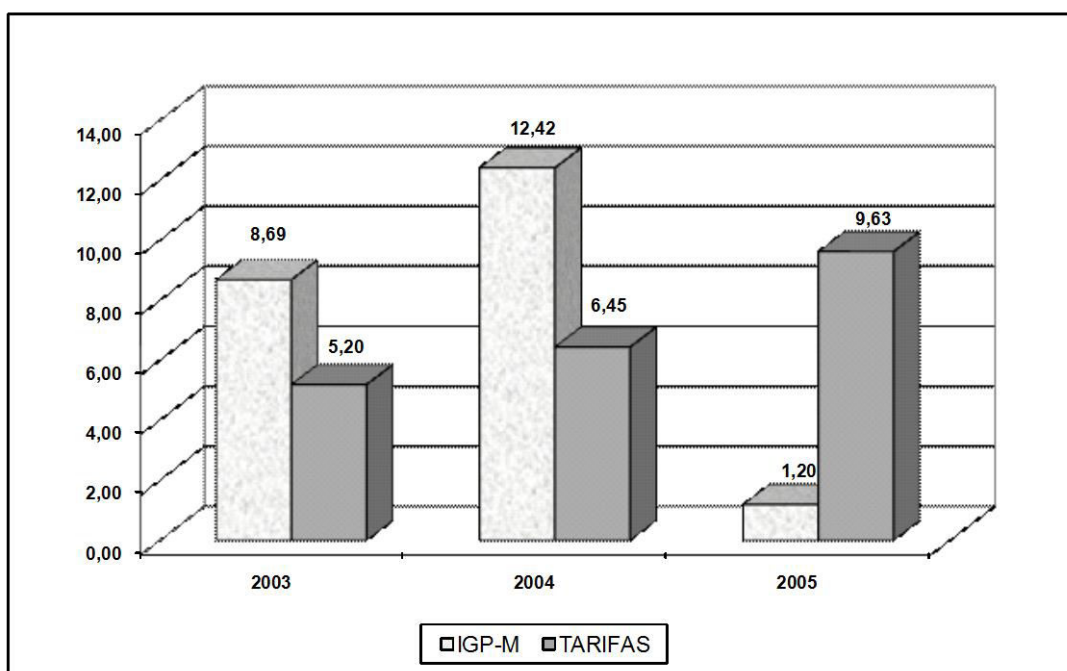
O primeiro ciclo de revisão tarifária das 61 empresas distribuidoras de energia do país, realizada pela ANEEL entre 2003 e 2006, mostrou-se muito favorável para o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. O valor médio dos índices de reposicionamento tarifário no período foi de 7,1%. Dados consolidados do órgão regulador mostram que a receita das companhias após o procedimento subiu de R\$ 48,2 bilhões para R\$ 56,0 bilhões. O aumento de R\$ 7,8 bilhões no faturamento foi pago pelos usuários de eletricidade de todo o país. Isso porque as planilhas abertas da ANEEL revelam que nada menos do que 54 distribuidoras conseguiram aumento de tarifa após a revisão. Apenas sete tiveram redução.

A variação positiva dos índices de reposicionamento tarifário deve-se, em parte, ao fato desta ter sido a primeira avaliação da receita de equilíbrio das empresas. A adoção de uma tarifa única para todas as concessões, que começou a ser diferenciada por empresa apenas a partir de 1993, e o uso das tarifas como instrumento de controle da inflação, não permitindo o repasse dos custos integrais das empresas, acabou gerando déficits, recuperados em parte pela revisão tarifária.

Além disso, o recuo do mercado de energia elétrica, entre os anos de 2001 e 2003, decorrente do racionamento, teve impacto negativo no faturamento das empresas, o que explica parte do resultado das revisões.

Nos dois primeiros anos do 1º ciclo de revisão, conforme mostra o Gráfico 6 a seguir, o valor médio das tarifas acompanhou a variação acentuada do IGP-M decorrente da desvalorização da moeda. Já em 2005, o índice de reposicionamento tarifário médio concedido foi de 9,6%, enquanto a variação acumulada do IGP-M foi de 1,2% resultante do processo de valorização cambial. Em 2006, a variação nas tarifas também foi mais elevada do que a variação no índice de preços, contudo a diferença entre os dois foi menor. O valor médio das tarifas acima do IGP-M pode ser explicado pelo considerável aumento dos encargos.

Gráfico 6 - Índice de Reposicionamento Tarifário e IGP-M (%)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Como resultado, entre 1996 e 2006, a tarifa média total de energia elétrica, no Brasil, aumentou 259,4%. O valor total médio do MWh passou de R\$ 74,5 para R\$ 258,3. Cabe destacar que o aumento da tarifa de energia elétrica foi diferenciado por classe de consumidores. Entre 1997 e 2002, os aumentos foram bastante semelhantes entre as diferentes classes de consumidores. Desde então, os aumentos têm sido mais expressivos na classe industrial, tendo em vista a retirada gradual do subsídio que era aplicado a essa classe de consumo¹³.

Tabela 5 - Tarifas Médias por Classe de Consumo (var %)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Tarifa Média Total
1996	39,8	15,7	15,7	25,0
1997	12,4	8,2	8,2	10,3
1998	5,3	3,5	3,5	5,4
1999	10,1	11,6	11,6	10,7
2000	14,4	12,5	12,5	13,2
2001	13,2	15,7	15,7	13,3
2002	16,7	16,5	16,5	16,4
2003	15,4	37,4	37,4	28,2
2004	13,5	20,9	20,9	16,8
2005	7,1	21,5	21,5	14,0
2006	1,9	11,5	11,5	5,8
Total	150,3	265,0	265,0	259,4

Fonte: Aneel

Nos anos de 2007 e 2008, como pôde ser observado no Gráfico 5, vê-se um movimento inverso ao período anterior com a concessão de reajustes tarifários negativos.

O início do período abriu o 2º ciclo de Revisão Tarifária Periódica das 61 empresas distribuidoras de energia do país que será concluído ao fim deste ano. Antes do começo desta rodada de revisões, foi aprovada, em outubro de 2006 pela diretoria da Agência, uma nova metodologia mediante a Resolução Normativa nº 234/06. Ela buscou incorporar aperfeiçoamentos em relação às metodologias empregadas no 1º ciclo de revisão. Entre estes se destacam:

¹³ Em razão do Decreto nº 4.667, de abril de 2003, os reajustes tarifários das concessionárias passaram a ter aplicação diferenciada por categoria de consumo, objetivando a eliminação gradual dos subsídios cruzados existentes nas tarifas, que favoreciam o consumidor industrial.

- (i) A determinação das perdas não técnicas (furto e fraudes) para as distribuidoras. A resolução prevê que a meta de redução anual de índices de perdas, entre uma revisão e outra, levará em consideração as especificidades de cada concessão;
- (ii) Reavaliação da base de remuneração a cada dois ciclos de revisão; e
- (iii) Não haverá quota de depreciação para ativos a serviço da concessão que não tenham sido adquiridos com recursos dos concessionários, as chamadas Obrigações Especiais. Trata-se de investimentos realizados, por exemplo, pelo Governo Federal ou pelos governos estaduais para viabilizar o Programa Luz para Todos.

Em novembro de 2008, foi publicado no Boletim Energia nº 346, Ano 7, um aperfeiçoamento da metodologia do 2º ciclo de revisão tarifária. As propostas básicas aprovadas foram:

- (i) Parâmetros no processo de revisão para a elaboração de um modelo de Empresa de Referência mais próximo à realidade do segmento de distribuição e baseado no princípio das boas práticas de gestão das empresas;
- (ii) Adequações na metodologia atual para o cálculo do Fator X para torná-la mais transparente, por meio do detalhamento de receitas e despesas, da evolução da base de remuneração e da projeção de investimentos;
- (iii) Em relação às Perdas Não-técnicas de energia, a idéia é determinar o tratamento adequado ao tema, por meio de metodologia que permita a comparação entre as diversas concessionárias de distribuição levando-se em consideração as especificidades de cada área de concessão;
- (iv) Definição de critérios para o cálculo dos custos operacionais e dos investimentos necessários para o combate às perdas, assim como do nível de perdas desejável para o ciclo tarifário;
- (v) Com relação às perdas técnicas, será feito o cálculo do nível a ser reconhecido nos processos tarifários a partir das características elétricas dos sistemas de distribuição de cada concessionária; e
- (vi) As alterações propostas para a definição da Base de Remuneração incluem a adoção do custo médio individual de equipamentos e instalações voltadas para a prestação do serviço de distribuição que entraram em operação entre a primeira e a segunda revisão tarifária da distribuidora.

Esses aprimoramentos foram resultados da audiência pública nº 52/2007 que teve o período de 20 de dezembro de 2007 até 04 de abril de 2008 para receber contribuições dos interessados. Como ocorre, após analisar as colaborações, a Agência aprovou os resultados dos aperfeiçoamentos para acrescentá-los na Resolução Normativa nº 234/2006.

Embora visassem o aprimoramento da metodologia adotada na revisão, as discussões preservaram os princípios fundamentais que orientaram o processo tarifário das distribuidoras. Esses princípios baseiam-se no reconhecimento de custos operacionais eficientes e de investimentos prudentes na definição da tarifa adequada à remuneração dos serviços prestados pelas concessionárias.

O padrão de reajustes negativos do 2º ciclo reflete o ganho de produtividade das empresas. Além disso, a melhora expressiva dos fundamentos macroeconômicos do Brasil permitiu a redução, via queda dos juros, do custo médio de capital, que define a remuneração das concessionárias e também, via redução da inflação, da concessão de reajustes tarifários anuais negativos¹⁴.

Este padrão resultou em redução da tarifa média total entre 2006 e 2008 de 3,8%. Cabendo ressaltar que essa redução proveio da variação negativa da classe residencial, evidenciando a continuidade da política de realinhamento tarifário.

Tabela 6 - Tarifas Médias por Classe de Consumo (var %)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Tarifa Média Total
2006	1,91	11,52	4,02	5,83
2007	-0,64	4,15	-0,42	0,82
2008	-5,35	-3,63	-4,49	-4,59
Total	-5,96	0,37	-4,89	-3,80

Fonte: Aneel

¹⁴ No final do ano de 2007, por influência da crise mundial, as variáveis macroeconômicas não foram favoráveis. Houve nova desvalorização cambial, elevação dos juros e da inflação. Contudo, tais fatos não se refletiram em reajustes tarifários positivos em 2008 em razão da política de contenção dos preços administrados, dentre eles as tarifas de energia, para segurar a inflação.

Ao longo de 2009, ocorre nova mudança na evolução dos preços da energia. Apesar da continuidade da concessão de reajustes negativos nas revisões tarifárias periódicas, o contrário ocorreu nos reajustes anuais, com o registro de índices positivos expressivos.

A maior parcela dos reajustes se referiu ao aumento dos encargos setoriais em função de reajustes na tarifa da hidroelétrica de Itaipu em decorrência da alta do dólar, da variação de cerca de 8% do IGP-M e do repasse do ESS, resultado do despacho termoeletrico realizado em 2008.

Dado o expressivo peso dos encargos e tributos cabe agora partir para uma análise mais detalhada dos mesmos na participação das tarifas.

IV.4.1 – O Peso dos Encargos e Tributos

É consenso entre os diversos agentes do setor elétrico que é essencial e urgente para a competitividade da indústria e melhoria da renda do consumidor residencial reduzir tributos e encargos setoriais sobre as tarifas de energia elétrica cobradas no Brasil, entre as mais caras do mundo.

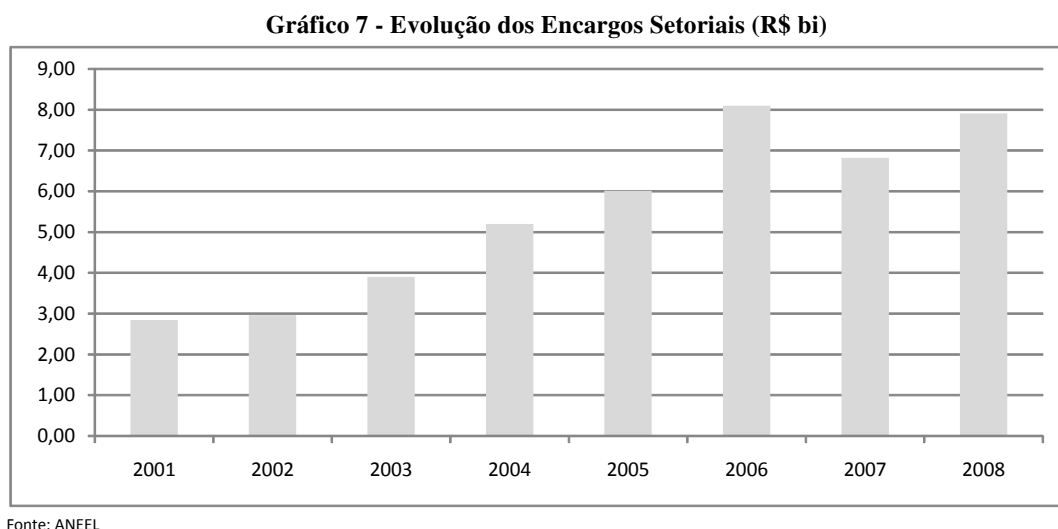
Dados da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRAGE¹⁵ revelam que a carga de tributos e encargos no setor elétrico atinge 51,6% da receita das distribuidoras, um aumento de 11,5 pontos percentuais desde 2003, resultando numa elevação correspondente de tarifas de 107% no período.

Com o excesso de tributação, a tarifa industrial no Brasil sofreu aumento médio de 21,6% anuais entre 2002 e 2007, tornando-se mais alta do que em países desenvolvidos, a US\$ 138 o megawatt/hora, contra US\$ 84 na Alemanha, US\$ 64 nos Estados Unidos e US\$ 56 na França. A carga tributária brasileira de energia elétrica no consumo industrial é a mais elevada do mundo, na frente, pela ordem, de Áustria, Itália e Noruega.

Nos custos de uma conta de luz residencial no Brasil, o maior peso – 41% – é de encargos e impostos, cabendo 28% para a geração de energia, 25% para a distribuição, 6% para a transmissão. No consumo residencial o Brasil apresenta a quinta maior carga tributária mundial, atrás apenas de Dinamarca, Holanda, Noruega e Suécia.

¹⁵ www.abrage.com.br. Acesso em 30 de março de 2010.

O Gráfico 7 a seguir mostra o crescimento dos encargos ao longo dos anos. Comparando este dados com a evolução da tarifa média total de energia, Gráfico 5, é possível observar que o salto do valor médio das tarifas entre 2003 e 2006 tem forte correlação com o aumento dos encargos.



A mesma observação é válida para o período seguinte, 2007 e 2008. A redução de 40,4% das quotas anuais da CCC, explica parte relevante da concessão de reajustes negativos durante o período¹⁶.

Nestes termos, a tarifa de eletricidade, parcela importante do orçamento doméstico, embute uma carga tributária bastante elevada. Com isso, o ganho de eficiência da distribuição acaba sendo absorvido por custos não-gerenciáveis como encargos setoriais e tributos, responsáveis pela variação da tarifa média acima do IGP-M.

O setor elétrico, pelo seu porte, essencialidade e plena integração na economia formal, transformou-se em um grande e preferencial mecanismo de arrecadação fiscal e situações em que tributos incidem sobre encargos criados para conduzir políticas de governo.

¹⁶ A redução do montante da CCC foi resultado da ação de fiscalização e regulação da ANEEL que exigiram maior eficiência na operação das usinas e menor custo na aquisição dos combustíveis utilizados na geração. Também houve um aumento da participação do óleo combustível, de menor preço em substituição ao óleo diesel, atrelado a isso também ocorreu uma redução gradativa dos custos com ICMS incidente sobre a compra dos combustíveis.

Dados da FGV¹⁷ mostram que, para um aumento de 30% no preço final da energia, o PIB do Brasil perde 1,2% ao ano, e os postos de trabalho desaparecem a 0,7% ao ano.

Fica evidente a urgência em adotar medidas que minimizem o peso desses componentes nos reajustes tarifários. Algumas ações nesse sentido já vêm sendo tomadas pelo órgão regulador. Em janeiro de 2009, por meio da Resolução Normativa nº 347, a ANEEL aprovou o aperfeiçoamento e atualização da resolução que trata dos procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento da CCC dos sistemas isolados com o objetivo claro de reduzir o valor da CCC e o impacto desse encargo nas tarifas da conta de luz dos consumidores¹⁸.

A CCC representa cerca de 4% do valor das tarifas da conta de luz. Essa alteração na norma poderá promover a redução de aproximadamente 1% desse impacto nas contas dos consumidores brasileiros.

¹⁷ www.ibre.fgv.br. Acesso em 30 de março de 2010.

¹⁸ O principal aperfeiçoamento aprovado pela diretoria da ANEEL é o reembolso dos combustíveis limitado aos preços divulgados pela ANP. Com a nova regra, o reembolso dos custos com o combustível será limitado ao preço do combustível sem ICMS publicado pela Agência Nacional de Petróleo.

CONCLUSÃO

O setor elétrico de um país é de fundamental importância para o desenvolvimento econômico. Ao longo dos anos o setor elétrico brasileiro passou por inúmeras reformas. Em 2004 foi estabelecido um novo marco regulatório.

A estrutura de mercado da indústria elétrica configura-se como um monopólio natural justificando a necessidade de regulação. Dentre os diferentes tipos de regulação temos a regulação de preços. No Brasil, diversos mecanismos de regulação tarifária foram adotados. Atualmente utiliza-se o regime *price cap*.

Viu-se que a tarifa de fornecimento é formada por diversos componentes. Dentre eles a Parcela A, que corresponde aos custos não-gerenciáveis pela empresa e que são automaticamente repassados para as tarifas e a Parcela B, referente aos custos gerenciáveis.

O novo modelo prevê três mecanismos de atualização da tarifas: o reajuste tarifário anual, a revisão tarifária periódica e a revisão tarifária extraordinária.

Os dados demonstrados nesse trabalho revelam que, apesar das diversas mudanças no formato de definição das tarifas de energia elétrica no Brasil, ainda não foi alcançada a modicidade tarifária. Ao longo dos últimos anos a tarifa aumentou bem acima dos patamares inflacionários. Coube destaque a evolução ascendente dos encargos e tributos do setor de energia.

Chama a atenção de forma marcante no Brasil o papel do setor elétrico como grande instrumento de transferência de renda e arrecadação fiscal. De forma geral, é possível afirmar que mais da metade do que se paga nas contas de energia elétrica já não corresponde à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. A enorme complexidade gera situações de bi e até mesmo tri-tributação.

Cabe a ANEEL, como agente reguladora do setor, buscando garantir o equilíbrio entre a rentabilidade adequada dos investidores que atuem de forma eficiente e a modicidade tarifária, dispensar atenção especial àqueles componentes tarifários.

Hoje, para se discutir a desoneração tarifária no setor elétrico há de se discutir encargos e tributos. A desoneração tributária construiria um sistema mais racional e socialmente justo pela essencialidade da energia elétrica, pelos profundos impactos sobre a cadeia de insumos produtivos e sobre a renda da população.

As perdas tributárias decorrentes podem ser compensadas: pelo aumento do consumo de energia, pela liberação de renda para o consumo de outros bens e serviços (que gerariam mais impostos) e pela universalização do serviço (especialmente na baixa renda).

Fica evidente que a metodologia de reajuste das tarifas de energia elétrica no Brasil requer uma reforma que deve ser complementada por uma reforma tributária que reduziria o peso do ICMS na tarifa de energia.

O peso dos encargos e tributos, não apenas inibe o consumo, mas afeta a competitividade da indústria e desestimula a entrada de novos investimentos. Além disso, onera insuportavelmente os consumidores, grandes ou pequenos, industriais e residenciais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Tarifas de fornecimento de energia elétrica*. Brasília: ANEEL, 2005. 19 p. (Cadernos Temáticos ANEEL, 4).

_____. *Desafios da regulação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos*. Brasília: ANEEL, 2005. 24 p. (Texto para Discussão, 1).

ALELUIA, José Carlos. *A agência encurralada*. Folha de São Paulo, São Paulo, 26 outubro 2005. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/opiniao/fz2610200509.htm>. Acesso em: 26 outubro 2005.

ANDRADE, Thompson Almeida & Lobão, Waldir J. A.. *Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: IPEA, jun 1997. (Texto para Discussão, 489).

ANUATTI NETO, Francisco & Tozzini, Sidney. Consequências da regulação econômica sobre as estratégias empresariais das concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras. O primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas (2003-2006) - A empresa de referência (ER). In: V *Congresso Brasileiro de Regulação*, Recife: ABAR, 6-9 maio 2007.

ARAÚJO, João Lizardo R. H. de. Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. In: *Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infraestrutura*, 1., jul. 1997, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1997.

_____. A Questão dos Índices para tarifas de serviços públicos. *Jornal dos Economistas*, Rio de Janeiro, p. 3, 01 jan. 2001.

_____. Modelos de formação de preços na regulação de monopólios. *Econômica*, Niterói, v. 3, p. 33-66, 2003.

ARCE, Patrícia. Tarifas das distribuidoras podem cair mais. *Canal Energia*, São Paulo, 12 jul 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Tributos e Encargos Setoriais*. Rio de Janeiro: ABRADDEE, jun 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Setor Elétrico Brasileiro Informações Básicas*. São Paulo: ABCE, set 2005.

_____. *Impacto da Carga Tributária sobre o Setor Elétrico Brasileiro*. São Paulo: ABCE, nov 2005.

BRITO, Vítor Alves de. Recomposição tarifária: quem paga a conta? . *Valor Econômico*, São Paulo, 08 jun 2006.

BUAINAIN, Antônio Márcio . Energia para o desenvolvimento. *O Estado de São Paulo*, São Paulo, 12 set. 2006.

CAMACHO, Fernando ; Rocha, Katia Maria Carlos & Fiuza, Gabriel. Custo de capital de distribuição de energia elétrica - revisão tarifária 2007-2009. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 13, n. 25, p 231-268, jun 2006.

CASCAES, João Carlos. Tarifas e reforma fiscal. *Canal Energia*, São Paulo , 9 maio 2005. Assunto: Tarifas

CASTRO, Nivalde José & FERREIRA, Vicente Antônio de Castro. *A Energia Velha e o Novo Modelo*. Rio de Janeiro: IFE 1.350 – Instituto de Economia/UFRJ, 20 de maio de 2004.

CASTRO, N. J.; CAVALIERI, R.; BUENO, D.. Reestruturação e padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: O papel estratégico do investimento público.. In: *XI REPLAN - Reunião de Planejamento e Orçamento do Grupo Eletrobrás, 2006, Porto Alegre. XI REPLAN - Reunião de Planejamento e Orçamento do Grupo Eletrobrás*. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2006.

CASTRO, Nivalde José de & Fernandez, Paulo Cesar. A reestruturação do setor elétrico brasileiro: passado recente, presente e tendências futuras. In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro: Furnas, 14-17 out 2007.

CASTRO, Nivalde José de; DANTAS, Guilherme de A. *O Paradoxo do Modelo de Revisão Tarifária das Distribuidoras*. Rio de Janeiro, 30 de Janeiro de 2009. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos.asp?id=69506>

CHAVES, Luiz Roberto C. & Araújo, Rogério Teixeira H. de. Revisão tarifária de distribuidoras de energia elétrica. Perspectivas para o segundo ciclo. In: *V Congresso Brasileiro de Regulação*, Recife: ABAR, 6-9 maio 2007.

DECCACHE, Waldemar & Brito, José Said de. A revisão tarifária da distribuição de energia. *Valor Econômico*, São Paulo, 03 mar 2007.

EDITORIAL. Conta de luz: impostos deverão atingir 51,58% do valor total ainda este ano. *InfoMoney*, São Paulo, 27 jun 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Cenários Macroeconômicos para Projeção do Mercado de Energia Elétrica 2005-2016*. Rio de Janeiro: EPE, jan 2005.

_____. *Estudos das Premissas Básicas para as Projeções do Mercado de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: EPE, jan 2005.

_____. *Estatística Mensal do Mercado Realizado Dezembro*. Rio de Janeiro: EPE, out 2005.

FIANI, Ronaldo; PINTO JR., Helder Queiroz. Regulação econômica. In: KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia. *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2002. p. 515-545.

FIANI, Ronaldo. *Os desafios da estrutura tarifária*. Rio de Janeiro: Gesel-IE-UFRJ, 2 fev 2004.

GHIRARDI, André G.; Rocha, Milena Couto & Teixeira, Luiz Alberto Lima. *Lucratividade e qualidade na distribuição de energia elétrica*. Salvador: UFBA, 2002.

GONÇALVES, César Antonio. Anatomia da Tarifa de Energia Elétrica no Brasil. In: *CICLO DE PALESTRAS SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO*, 2005, Rio de Janeiro.

GUIMARÃES, Luiz Carlos. *Tarifas de Energia*. ABRADÉE, junho de 2005.

_____. Por que cobrar a RTE dos consumidores livres?. *Valor Econômico*, São Paulo, 07 abr 2006.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. *Quando menos é mais*. São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2006. (Publicações).

_____. *A conta de luz é para pagar luz!*. São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2006. (Publicações).

_____. *Desoneração na prática*. São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2006. (Publicações).

_____. *Impostos e encargos: diagnóstico 2006*. São Paulo: Instituto Acende Brasil, 2006. (Publicações).

INSTITUTO BRASILEIRO DE DEFESA DO CONSUMIDOR. *Evolução das tarifas de energia elétrica - impactos para o consumidor residencial*. São Paulo: IDEC, out 2001.

KELMAN, Jerson. Guerra ao subsídio de energia. *Jornal do Brasil*, Rio de Janeiro, 12 nov 2005.

LIMA, Davi Antunes. *Convergência tarifária: remédio regulatório para o livre acesso*. Brasília: ANEEL, 2005. 16 p. (Textos para discussão, n. 2).

LUDMER, Paulo. Não à RTE abjeta! . *Canal Energia*, Rio de Janeiro, 17 fev 2006.

_____. Paladinos do sofisma. *Canal Energia*, Rio de Janeiro, 07 abr 2006.

_____. Encargos e distorções. *Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia*, São Paulo, 05 out 2005.

MACIEIRA, Leonardo dos Santos. *Risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário: o problema do oportunismo das distribuidoras de energia elétrica*. 2006. 127 p.. Dissertação (Mestrado em Economia) - Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Informação e Documentação (FACE), UnB. Brasília, 2006.

MELO, Jonas Linhares ; Santos Júnior, Sérgio dos & Lacerda Júnior, Raimundo Nonato. Tributos e encargos: um desafio para a sociedade tarifária no setor elétrico. In: *V Congresso Brasileiro de Regulação*, Recife: ABAR, 6-9 maio 2007.

MORITZ, Ricardo. *Metodologia de cálculo e análise de revisão extraordinária das tarifas de energia elétrica: um enfoque no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos das distribuidoras*. 2001. 172 f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, jul 2001.

PEANO, Claudia de Rosa. *Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL*. 2005. 129p.. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005.

PIRES, José Cláudio Linhares & Piccinini, Maurício Serrão. *Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, 1998. (Texto para Discussão, 64).

PINTO JR., H. Q.(Org.) et al. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

POOLE, Alan Douglas. Problemas e distorções nos preços da energia elétrica ao consumidor. In: *Seminário Internacional sobre Geração Distribuída*, São Paulo: INEE, 2002.

ROCHA, Katia Maria Carlos ; Bragança, Gabriel Fiuza de & Camacho, Fernando . *Remuneração de capital das distribuidoras de energia elétrica: uma análise comparativa*. Rio de Janeiro: IPEA, 2006.

ROSA, Alexandre Geraldi. *Implicações do fator X nas empresas de distribuição de energia elétrica*. 2004. 77 f.. Monografia (Graduação em Ciências Econômicas) - Faculdade de Ciências Econômicas, UFSC. Florianópolis, 2004.

SALES, Cláudio J. D.. Encargos: peso invisível da conta de luz. *Instituto Acende Brasil*, São Paulo, 01 ago 2006.

_____. O joio e o trigo da CCC do Sistema Isolado. *Canal Energia*, São Paulo, 02 abr 2007.

SCHNEIDER, Carlos Rodolfo. Os desperdícios no setor elétrico. *Canal Energia*, São Paulo, 28 jun 2005.

SOUZA, Claudia Regina Melo de. A carga tributária e os encargos setoriais na composição das tarifas de fornecimento de energia elétrica – o caso da CELP, ENERGEPE, COELBA e COSERN. In: *Seminário Internacional de Reestruturação e Regulação do Setor Elétrico e Gás Natural*, Rio de Janeiro: IE-UFRJ, 31 ago 2006.

TAHAN, Carlos Márcio Vieira & Fugimoto, Sérgio Kinya. As distorções nas tarifas de fornecimento de energia elétrica e o processo de realinhamento tarifário. In: *V Congresso Brasileiro de Regulação*, Recife: ABAR, 6-9 maio 2007.

Varian, H.R. *Microeconomia: Princípios Básicos*. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

VIEIRA, José Paulo. *Energia elétrica como antimercadoria e sua metamorfose no Brasil: a reestruturação no setor e as revisões tarifárias*. 2005. 223 p.. Tese de Doutorado (Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) - Universidade de São Paulo-USP. São Paulo, jul 2005.

www.abrage.com.br. Acesso em 30 de março de 2010.

www.ibre.fgv.br. Acesso em 30 de março de 2010.

www.ipea.gov.br. Acesso em 30 de março de 2010.